

Wyniki finansowe i operacyjne za I półrocze 2017

8 sierpnia 2017 roku



Agenda

- **Henryk Baranowski – Prezes Zarządu**
 - Podsumowanie I półrocza
 - Kluczowe wydarzenia
 - 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



II kwartał 2017 w pigułce

Utrzymanie pozytywnych rynkowych tendencji

- Kontynuacja trendu z I kwartału
 - Produkcja zmodernizowanej Elektrowni Bełchatów +20% r/r
 - Konkurencyjność węgla brunatnego w polskim systemie
 - Kompleksowa modernizacja Elektrowni Turów
- Rosnący popyt na rynku wewnętrznym
 - Niezbędność stabilnych mocy
 - Kolejny szczyt zapotrzebowania (1 sierpnia)
- Dystrybucja energii elektrycznej
 - PGE +3,3% w II kwartale
 - Krajowe zapotrzebowanie +1,9%

5 Kluczowe wydarzenia

Rozwój ciepła

- Umowa na zakup aktywów EDF i plany rozwoju ciepłownictwa
- Współpraca w zakresie ciepłownictwa
- Prace nad strategią dla sektora ciepłowniczego i kogeneracji

Energetyka konwencjonalna

- Monoblok 500 MW w Elektrowni Dolna Odra

Nowe technologie i modele biznesowe

- PGE Ventures
- PGE Nowa Energia
- Elektromobilność

Projekty strategiczne Grupy PGE



Projekt Opole II – budowa bloków o mocy 1 800 MW

Zaawansowanie projektu Opole II:

Ogólne zaawansowanie prac przekroczyło 80%

Dotychczasowy CAPEX:

7,6 mld PLN z 11 mld PLN na projekt (budżet netto)

Status:

- zakończony rozruch technologiczny urządzeń stacji uzdatniania wody – zadanie towarzyszące



Projekt Turów – budowa bloku o mocy 490 MW

Zaawansowanie projektu Turów:

Zaawansowanie prac na terenie budowy ok. 30%

Dotychczasowy CAPEX:

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

Status:

- na teren budowy dostarczono pierwsze elementy turbozespołu
- trwa wznoszenie płaszcza chłodni kominowej

Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



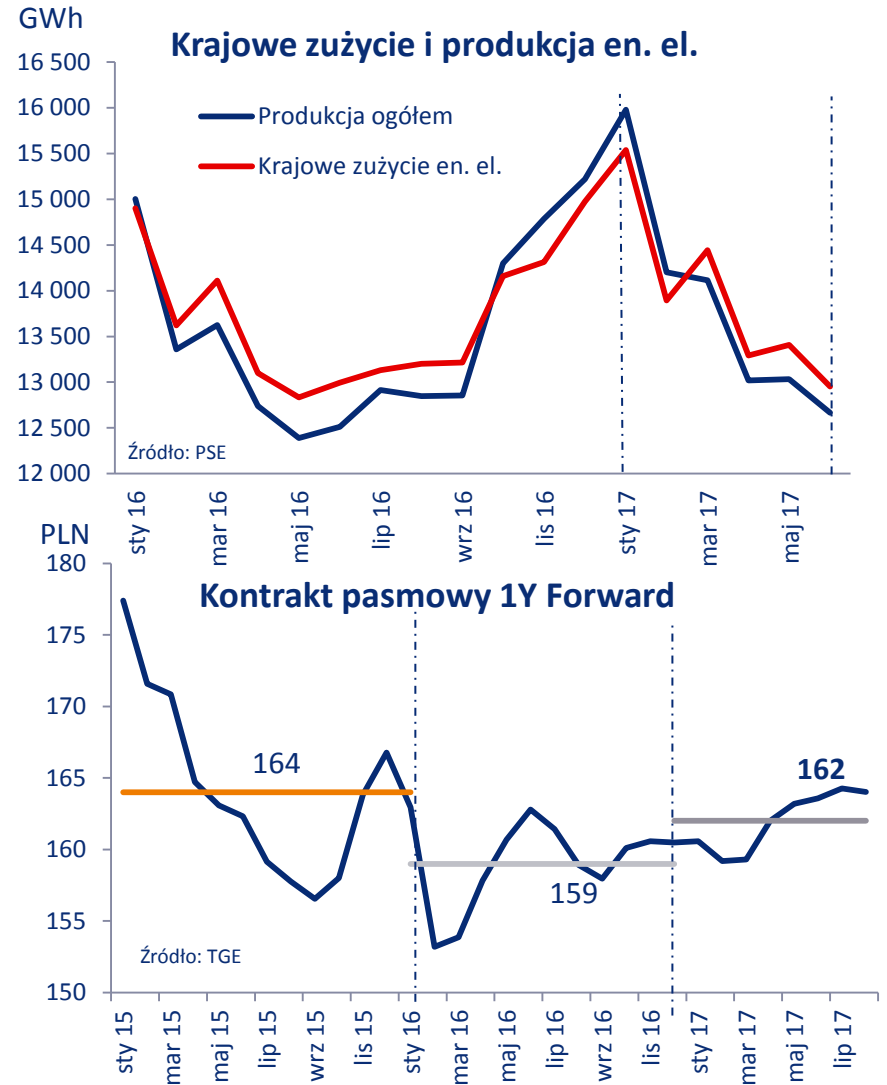
Emil Wojtowicz

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Rynek energii elektrycznej

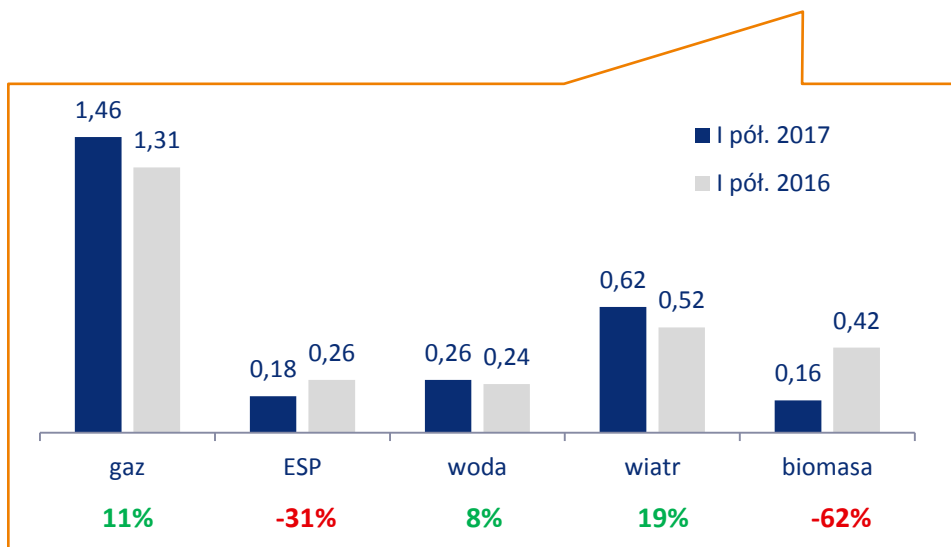
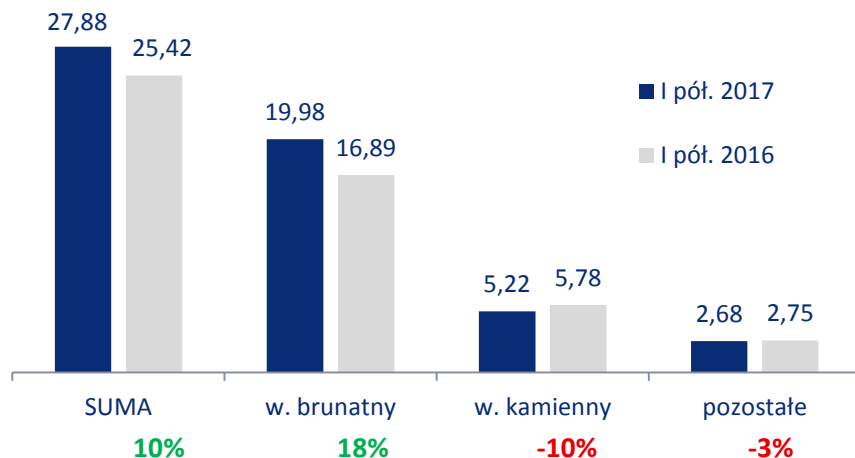
Systematyczny wzrost cen

- Wzrost zużycia r/r **+1,9%** (II kw.)
- Wzrost produkcji r/r **+2,9%** (II kw.)
- **Niższa nadwyżka importu** w II kwartale:
0,9 TWh vs. 1,3 TWh 2016
(przepływy fizyczne)
- Tendencja wzrostowa cen dostawy na 2018 rok w II kwartale: **163 PLN** vs 160 PLN/MWh (k/k)
- Średnioroczna cena dostawy na 2018 rok **~162 PLN/MWh**
- Ceny węgla jako główny czynnik cenotwórczy na rynku energii
- Średnia cena zrealizowana przez energetykę konwencjonalną PGE w I półroczu oraz II kwartale 2017: **163 PLN/MWh**



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

TWh



* ELB/ELT/ELO/ELDO – Elektrownia Bełchatów/ Turów/Opole/Dolna Odra

Węgiel brunatny: Obciążenie remontowe El. Bełchatów mniejsze o ponad 8 tysięcy godzin r/r. Powrót bloków ELB 3 i 6 po remontach średnich i ELB 10 modernizowanego w okresie bazowym*

Węgiel kamienny: Obciążenie remontowe większe o 3,8 tys. godzin r/r. Bloki ELO 3, ELDO 5 i 7 w remoncie średnim*

Gaz ziemny: nowy blok gazowo-parowy EC Gorzów (przekazany w styczniu br.)

ESP: niższe zapotrzebowanie ze strony Operatora Systemu Przesyłowego

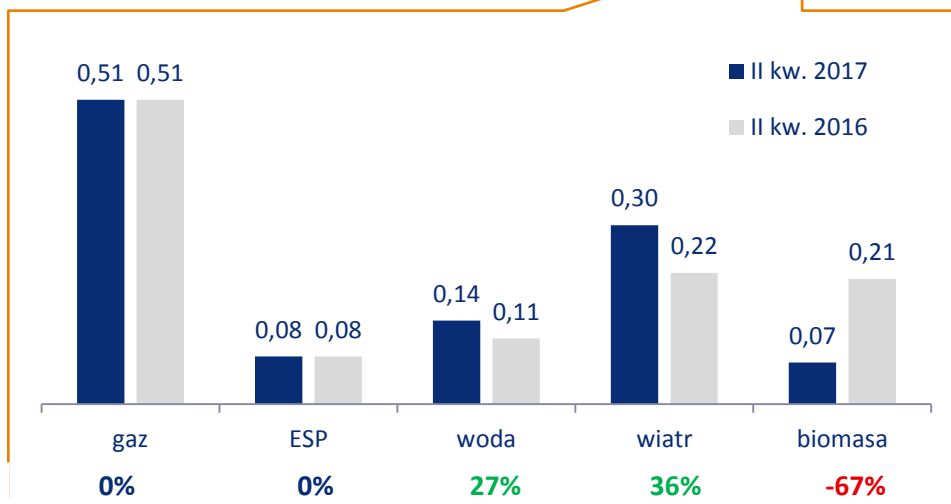
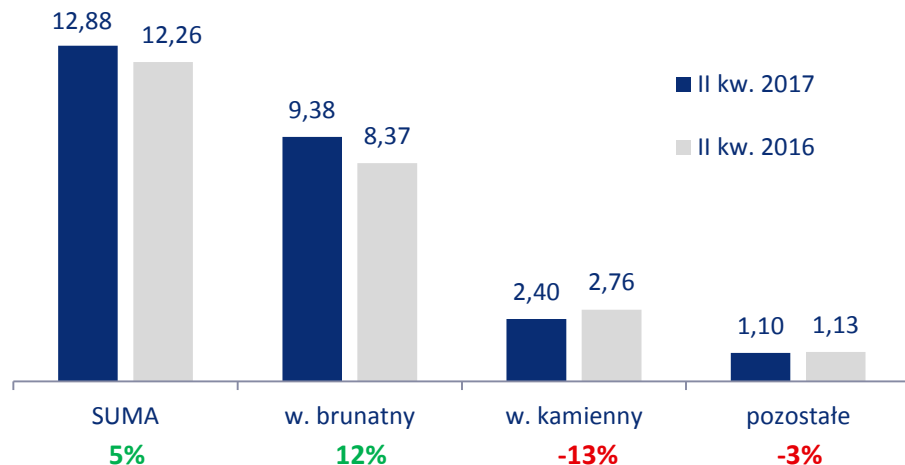
Wiatr: korzystne warunki pogodowe

Woda: poprawa warunków hydrologicznych

Biomasa: notowania PM i ekonomika współspalania

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

TWh



Węgiel brunatny: Obciążenie remontowe El. Bełchatów mniejsze o prawie 4 tysiące godzin r/r. Powrót bloków ELB 3 i 6 po remontach średnich i ELB 10 modernizowanego w okresie bazowym*

Węgiel kamienny: obciążenie remontowe El. Dolna Odra większe o 2700 godzin r/r. Bloki ELDO 5 i 7 w remoncie średnim.

Gaz ziemny: efekt oddania EC Gorzów vs. efekt wysokiej bazy (niskie ceny paliwa i praca EC Lublin-Wrotków po sezonie grzewczym)

Woda: poprawa warunków hydrologicznych

Wiatr: korzystne warunki pogodowe

Biomasa: notowania PM i ekonomika współspalania

*ELB/ELT/ELO/ELDO – Elektrownia Bełchatów/ Turów/Opole/Dolna Odra

Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[mln PLN]	II kw. 2017	II kw. 2016	r/r	I pół. 2017	I pół. 2016	r/r
EBITDA	1 497	1 321	13%	3 445	3 143	10%
EBITDA powtarzalna	1 486	1 318	13%	3 366	2 881	17%
EBIT	731	-171	nd.	1 932	952	103%
EBIT powtarzalny	755	624	21%	1 895	1 497	27%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	533	-324	nd.	1 497	546	174%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy skorygowany o odpis	561	389	44%	1 531	1 267	21%
Zysk (strata) na akcję	0,29	-0,17	nd.	0,80	0,29	176%
Zysk na akcję skorygowany o odpisy	0,30	0,21	44%	0,82	0,68	21%

 **EBITDA powtarzalna:** poprawa zarówno w II kw. jak i w całym I półroczu 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.

EBITDA raportowana: neutralne saldo one-off w II kwartale (wynik kwartalny lepszy r/r za sprawą czynników powtarzalnych wymienionych powyżej). Dla I półrocza saldo zdarzeń jednorazowych jest negatywne – brak przychodów KDT które kontrybuowały do wyniku w okresie bazowym (stąd łagodniejszy wzrost wyników raportowanych) – *szczegóły na str. 22.*

Główne czynniki budowy wartości EBITDA

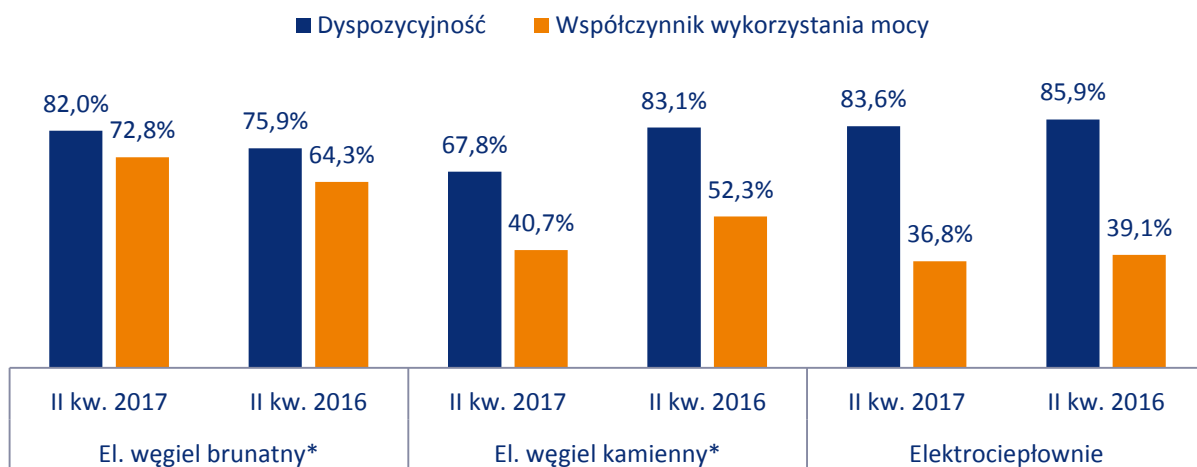
mIn PLN



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

Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Konkurencyjność węgla brunatnego

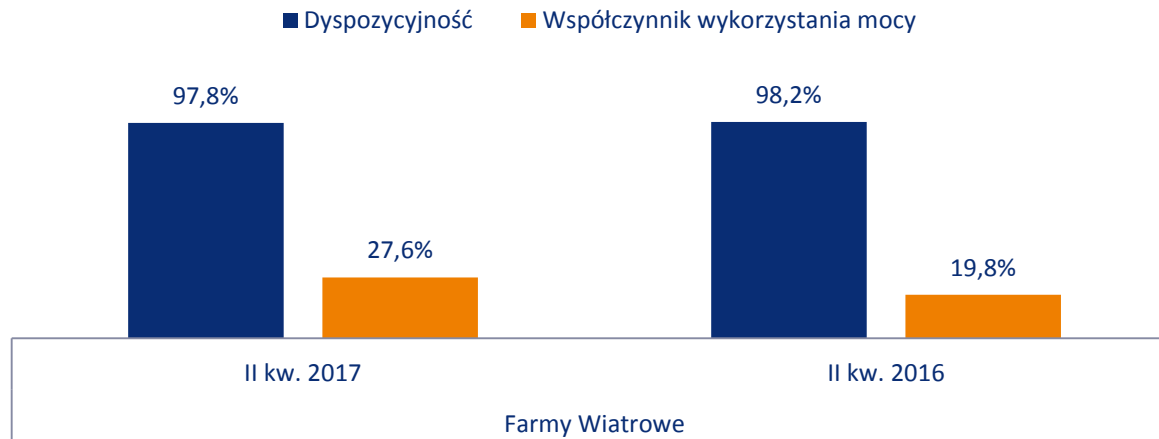


- Zakończone remonty w El. Bełchatów ugruntowują pozycję węgla brunatnego
- Ograniczone wykorzystanie i dyspozycyjność El. Dolna Odra (remonty bloków 5 i 7)
- Niższe wykorzystanie mocy w EC w związku z ograniczeniem produkcji biomasowej EC Szczecin oraz produkcji z gazu poza okresem grzewczym w roku bazowym
- Niższa dyspozycyjność pozostającej w derogacjach ciepłowniczych EC Pomorzany

* 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

Nieprzewidywalność wiatru



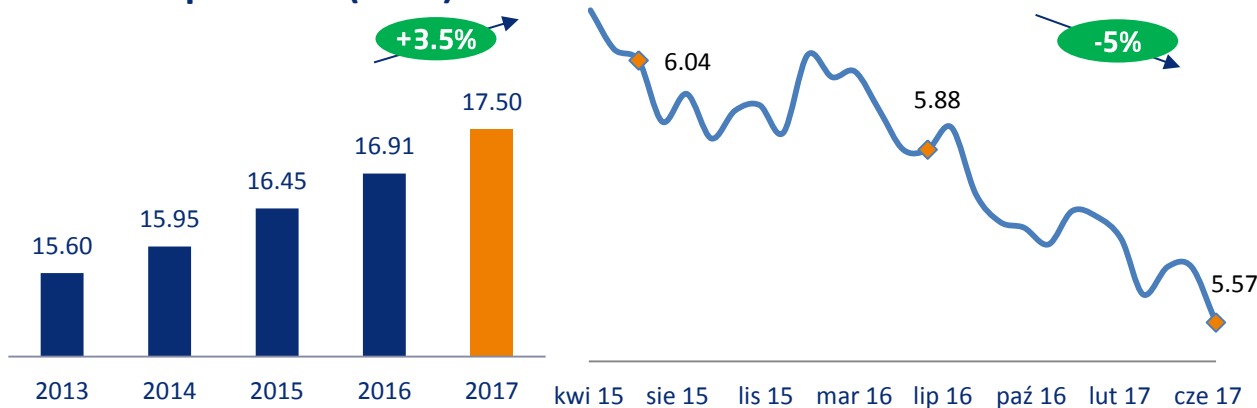
- Bardzo korzystne warunki atmosferyczne wspierają wykorzystanie mocy
- Nieco niższa dyspozycyjność (awarie i remonty planowane)

15 Aktywa dystrybucyjne

Poprawa w ramach naturalnych możliwości

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

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

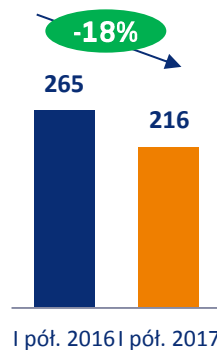
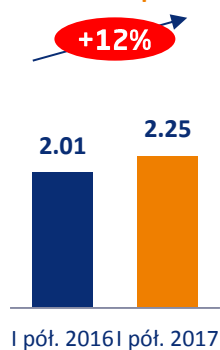
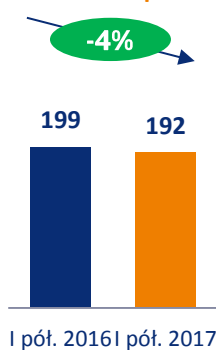


- Wzrost wolumenu dystrybucji powyżej wzrostu krajowego zapotrzebowania
- Sukcesywna redukcja strat sieciowych

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

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

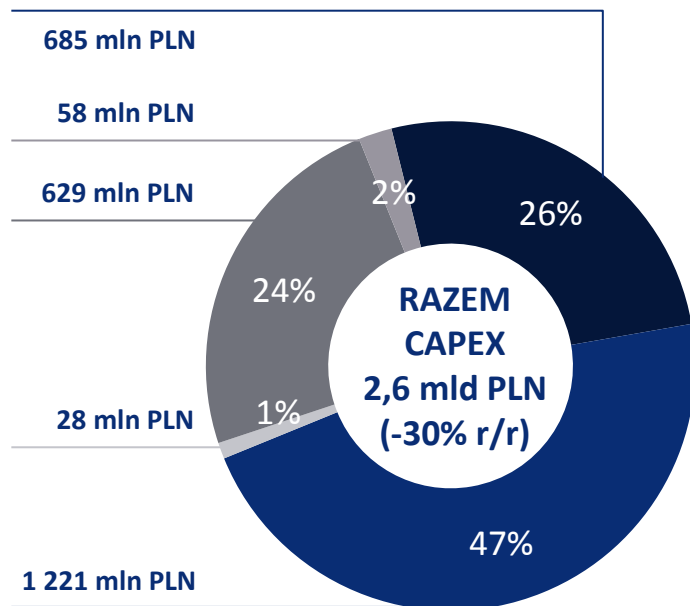
Czas przyłączenia (dni)



- Czerwcowe burze wpływają niekorzystnie na wyniki SAIDI i SAIFI
- Realizacja celu URE zależna od warunków atmosferycznych w drugiej połowie roku
- Konsekwentna poprawa czasu przyłączenia

Szacunki SAIDI i SAIFI dla niskich napięć mogą ulec zmianie

16 Nakłady inwestycyjne



Wytwarzanie konwencjonalne
Dystrybucja

Kluczowe projekty	CAPEX w I pół. 2017
Opole II	1 018 mln PLN
Budowa bloku 11 w Elektrowni Turów	129 mln PLN
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów	58 mln PLN
Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	341 mln PLN
Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	288 mln PLN



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



- Kontynuacja budowy bloków w Opolu i Turowie dominuje CAPEX w segmencie Energetyki Konwencjonalnej
- Dystrybucja - największe nakłady na przyłączanie nowych odbiorców oraz sieci średnich i niskich napięć
- Inwestycje w segmencie Energetyki Odnawialnej ograniczone do utrzymania majątku

EBITDA raportowana: perspektywa na 2017 rok

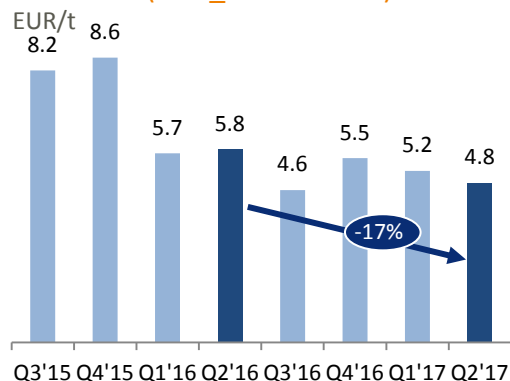
	Wynik 2016 (mln PLN)	Perspektywa 2017 vs 2016	Główne czynniki
Energetyka Konwencjonalna	4 182	Spadek	- Zrealizowana średnioroczna cena hurtowa energii na poziomie 163-165 PLN/MWh - Zmiana modelu handlu (wpływ na przychody i koszty, marginalny wpływ na marżę) - Zakończenie rozliczeń rekompensat KDT. Korekta roczna za 2016 rok – 276 mln PLN – wpływ gotówkowy w III kwartale 2017 r., bez wpływu na przychody i wynik okresu. Korekta końcowa do końca sierpnia br. - Normalizacja wolumenów produkcji z węgla brunatnego po zakończeniu remontów w Bełchatowie - Ceny węgla na 2017 rok 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 Analizujemy wpływ zmian prawnych, jednak ewentualne zmiany księgowej wartości aktywów nie będą miały wpływu na poziom zysku EBITDA
Obrót	500	Istotny 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



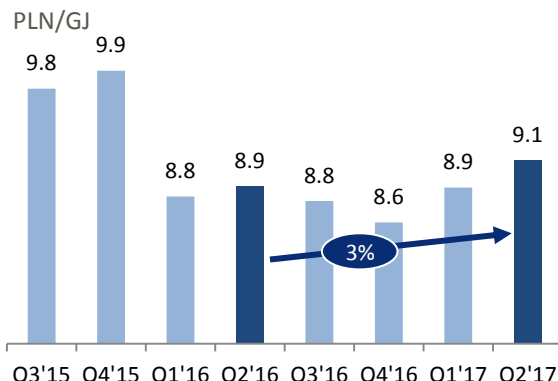
Rynki towarowe. Perspektywy dla węgla brunatnego

Pozwolenia do emisji CO₂
(EUA_Grudzień 17)



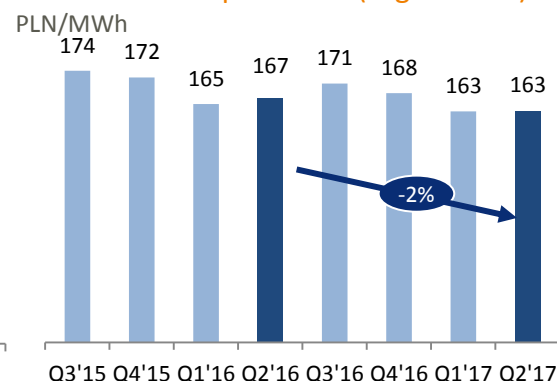
Źródło: Bloomberg

Węgiel kamienny (indeks PSCMI1)



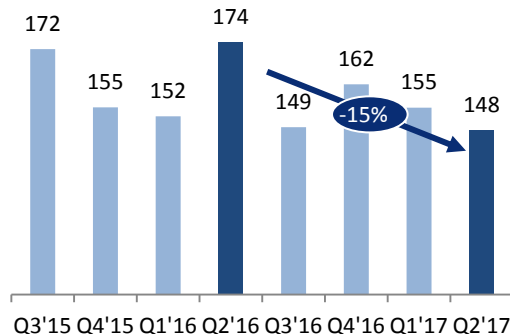
Źródło: ARP

Średnia cena hurtowa energii
zrealizowana przez PGE (segment EK)



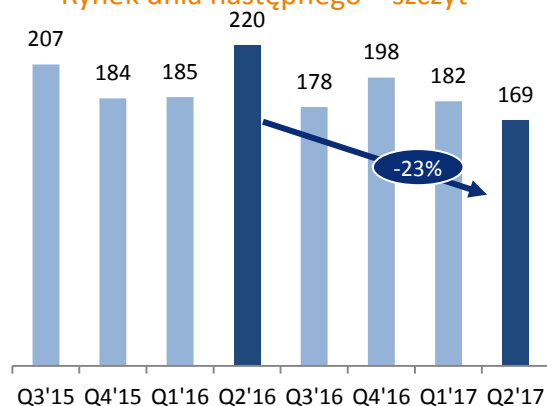
Średnie kwartalne ceny energii na TGE 2015-2017 (w PLN/MWh)

Rynek dnia następnego – podstawa



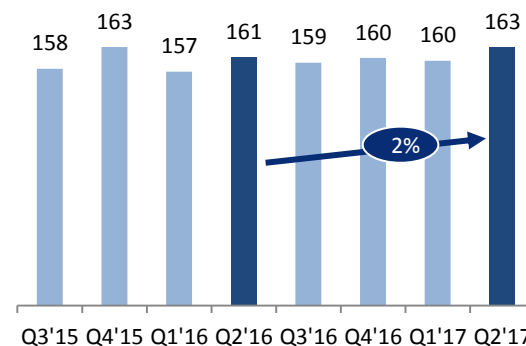
Źródło: TGE, fixing

Rynek dnia następnego – szczyt



Źródło: TGE, fixing

Kontrakty na kolejny rok – Base_16/17/18



Źródło: TGE

Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według źródeł

[TWh]	II kw. 2017	II kw. 2016	r/r	I pół. 2017	I pół. 2016	r/r
Elektrownie opalane węglem brunatnym	9,36	8,35	12%	19,93	16,85	18%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,30	2,73	-16%	4,81	5,47	-12%
Elektrociepłownie opalane węglem	0,14	0,14	0%	0,52	0,53	-2%
Elektrociepłownie opalane gazem	0,51	0,51	0%	1,46	1,31	11%
Elektrociepłownie opalane biomasą	0,05	0,12	-58%	0,10	0,24	-58%
El. szczytowo-pompowe	0,08	0,08	0%	0,18	0,26	-31%
Elektrownie wodne	0,14	0,11	27%	0,26	0,24	8%
Elektrownie wiatrowe	0,30	0,22	36%	0,62	0,52	19%
SUMA	12,88	12,26	5%	27,88	25,42	10%
Produkcja z OZE	0,51	0,54	-6%	1,04	1,18	-12%
w tym współspalanie biomasy	0,02	0,09	-78%	0,06	0,18	-67%
Sprzedaż do odbiorców finalnych	9,74	10,75	-9%	19,80	21,46	-8%
Dystrybucja	8,54	8,27	3%	17,50	16,91	4%

Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[mln PLN]	II kw. 2017	II kw. 2016	r/r	I pół. 2017	I pół. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży	4 879	6 533	-25%	10 620	13 666	-22%
w tym rekompensaty KDT*	0	123	-100%	0	253	-100%
Powtarzalne przychody	4 879	6 410	-24%	10 620	13 413	-21%
EBITDA	1 497	1 321	13%	3 445	3 143	10%
EBITDA powtarzalna**	1 486	1 318	13%	3 366	2 881	17%
EBIT	731	-171	nd.	1 932	952	103%
EBIT powtarzalny**	755	624	21%	1 895	1 497	27%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	533	-324	nd.	1 497	546	174%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy – bez odpisu***	561	389	44%	1 531	1 267	21%
CAPEX (po korektach)	1 507	1 849	-18%	2 595	3 690	-30%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	1 645	1 789	-8%	3 282	2 857	15%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-1 016	-2 079	nd.	-591	-4 601	nd.
Marża EBITDA	31%	20%	11 p.p.	32%	23%	9 p.p.
Powtarzalna marża EBITDA	30%	21%	9 p.p.	32%	21%	11 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)*				3 310	3 326	
Dług netto/12 mies. EBITDA				0,61x	0,62x	

*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)

22 Zdarzenia jednorazowe

Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

[mln PLN]	II kw. 2017	II kw. 2016		I pół. 2017	I pół. 2016
Przychody z rekompensat KDT	0	123		0	253
Sprawy sądowe KDT	8	0		83	148
Przeszacowanie PM w ZEDO	0	-118		0	-118
Program Dobrowolnych Odejść	3	-2		-4	-21
Zdarzenia jednorazowe - poziom EBITDA	11	3		79	262
Odpisy aktywów trwałych (brutto)	-35	-798		-42	-807
Zdarzenia jednorazowe - poziom EBIT	-24	-795		37	-545

Do wyniku netto skorygowanego o odpisy:

Odpisy aktywów trwałych (netto)	-28	-713		-34	-721
---------------------------------	-----	------	--	-----	------

23 Nakłady inwestycyjne

Segment (mln PLN)	II kw. 2017	II kw. 2016	r/r	I pół. 2017	I pół. 2016	r/r
Energetyka Konwencjonalna	1 118	1 384	-19%	1 906	2 855	-33%
Dystrybucja, w tym:	366	426	-14%	629	713	-12%
Przyłączanie nowych odbiorców	135	152	-11%	226	268	-16%
Linie dystrybucyjne	154	188	-18%	274	306	-10%
Energetyka Odnawialna, w tym:	16	19	-16%	28	95	-71%
Modernizacje i odtworzenie	9	17	-47%	15	21	-29%
Obrót i pozostałe	22	47	-53%	58	75	-23%
SUMA	1 522	1 876	-19%	2 621	3 738	-30%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	1 507	1 849	-18%	2 595	3 690	-30%

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna

[mln PLN]	II kw. 2017	II kw. 2016	r/r	I pół. 2017	I pół. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	2 486	2 579	-4%	5 650	5 652	0%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 178	2 305	-6%	4 785	4 707	2%
Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT	0	123	-100%	0	253	-100%
Przychody ze sprzedaży ciepła	128	117	9%	407	395	3%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii	55	-69	nd.	198	76	161%
Koszty rodzajowe, w tym:	2 347	2 333	1%	4 931	4 878	1%
Amortyzacja	425	362	17%	817	713	15%
Zużycie materiałów	536	599	-11%	1 240	1 379	-10%
Zużycie energii	2	7	-71%	5	15	-67%
Usługi obce	255	265	-4%	506	510	-1%
Podatki i opłaty	403	417	-3%	938	846	11%
Koszty osobowe	697	653	7%	1 369	1 356	1%
Pozostałe koszty	29	31	-6%	56	59	-5%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 929	1 888	2%	4 080	3 932	4%
Koszt własny sprzedaży	2 086	2 178	-4%	4 466	4 493	-1%
EBIT	225	235	-4%	855	915	-7%
EBITDA	620	568	9%	1 612	1 568	3%

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	II kw. 2017	II kw. 2016	r/r	I pół. 2017	I pół. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	177	157	13%	369	370	0%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	94	81	16%	199	182	9%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii	21	17	24%	46	61	-25%
Koszty rodzajowe, w tym:	165	948	-83%	332	1 114	-70%
Amortyzacja	66	860	-92%	132	925	-86%
Zużycie materiałów	1	1	0%	2	3	-33%
Zużycie energii	23	26	-12%	52	63	-17%
Usługi obce	28	26	8%	54	51	6%
Podatki i opłaty	25	15	67%	49	29	69%
Koszty osobowe	19	18	6%	37	37	0%
Pozostałe koszty	3	3	0%	6	7	-14%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	145	899	-84%	292	1 043	-72%
Koszt własny sprzedaży	146	901	-84%	294	1 045	-72%
EBIT	12	-769	nd.	37	-720	nd.
EBITDA	78	91	-14%	169	205	-18%

Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	II kw. 2017	II kw. 2016	r/r	I pół. 2017	I pół. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 532	1 412	8%	3 175	2 922	9%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 462	1 336	9%	3 039	2 775	10%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	44	49	-10%	84	94	-11%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 237	1 147	8%	2 581	2 401	7%
Amortyzacja	289	278	4%	581	561	4%
Zużycie materiałów	16	18	-11%	32	33	-3%
Zużycie energii	54	69	-22%	200	236	-15%
Usługi obce	514	426	21%	1 028	851	21%
Podatki i opłaty	100	93	8%	205	192	7%
Koszty osobowe	260	258	1%	528	520	2%
Pozostałe koszty	5	5	0%	8	9	-11%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 146	1 064	8%	2 396	2 233	7%
Koszt własny sprzedaży	1 146	1 064	8%	2 396	2 233	7%
EBIT	316	284	11%	642	557	15%
EBITDA	604	562	7%	1 222	1 117	9%

Przychody i koszty segmentu

Obrót

[mln PLN]	II kw. 2017	II kw. 2016	r/r	I pół. 2017	I pół. 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 677	3 905	-6%	7 630	8 047	-5%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 245	2 396	-6%	4 748	4 942	-4%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	989	928	7%	2 052	1 925	7%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO ₂ *	159	329	-52%	219	541	-60%
Koszty rodzajowe, w tym:	323	388	-17%	671	803	-16%
Amortyzacja	6	6	0%	13	13	0%
Zużycie materiałów	1	2	-50%	2	3	-33%
Zużycie energii	1	1	0%	2	2	0%
Usługi obce	50	52	-4%	99	104	-5%
Podatki i opłaty	181	240	-25%	383	503	-24%
Koszty osobowe	69	64	8%	140	132	6%
Pozostałe koszty	14	22	-36%	32	46	-30%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	28	31	-10%	60	65	-8%
Koszt własny sprzedaży	3 208	3 482	-8%	6 599	7 106	-7%
EBIT	172	63	173%	409	195	110%
EBITDA	179	69	159%	422	208	103%

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

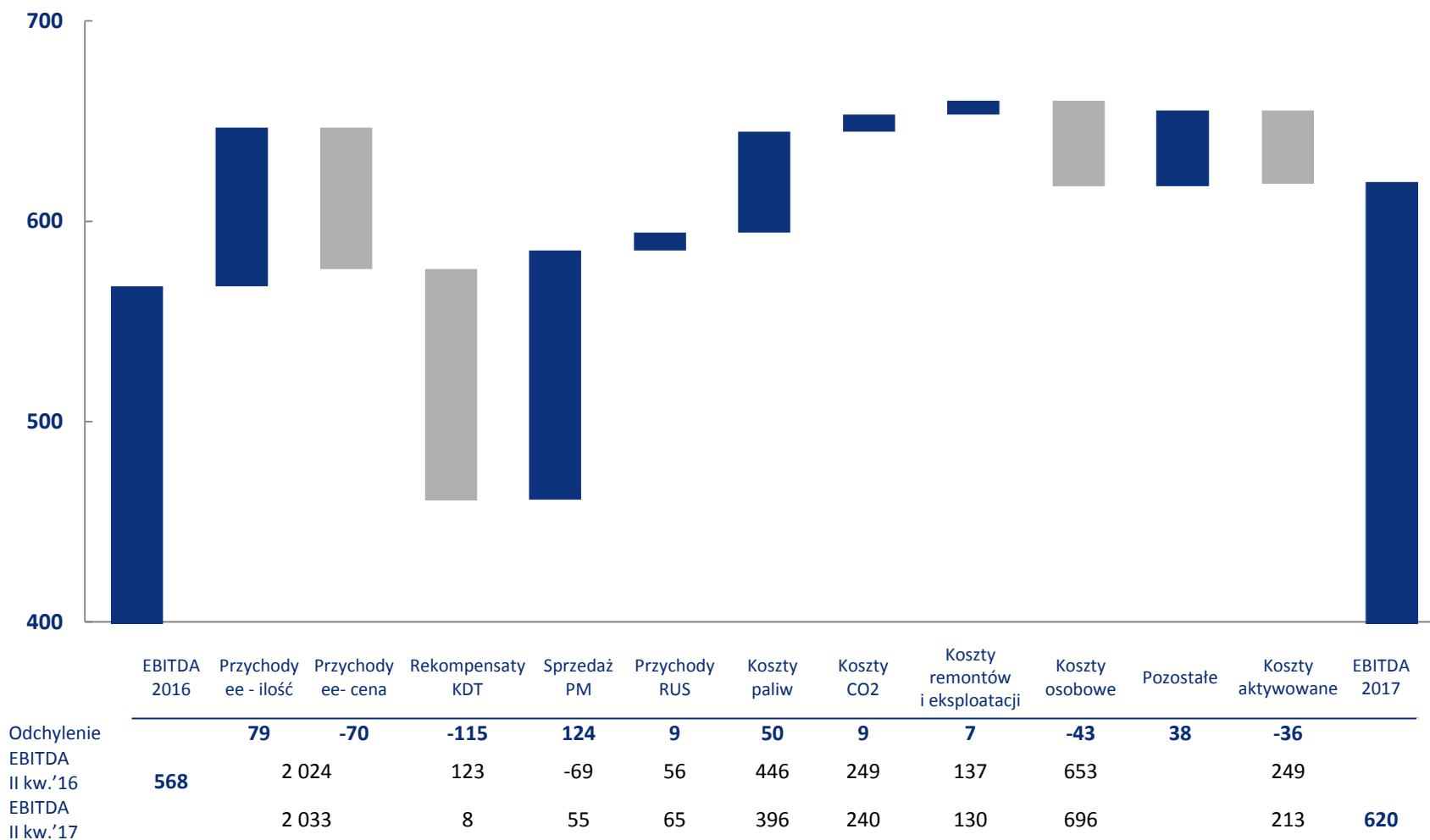
Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w I pół. 2017



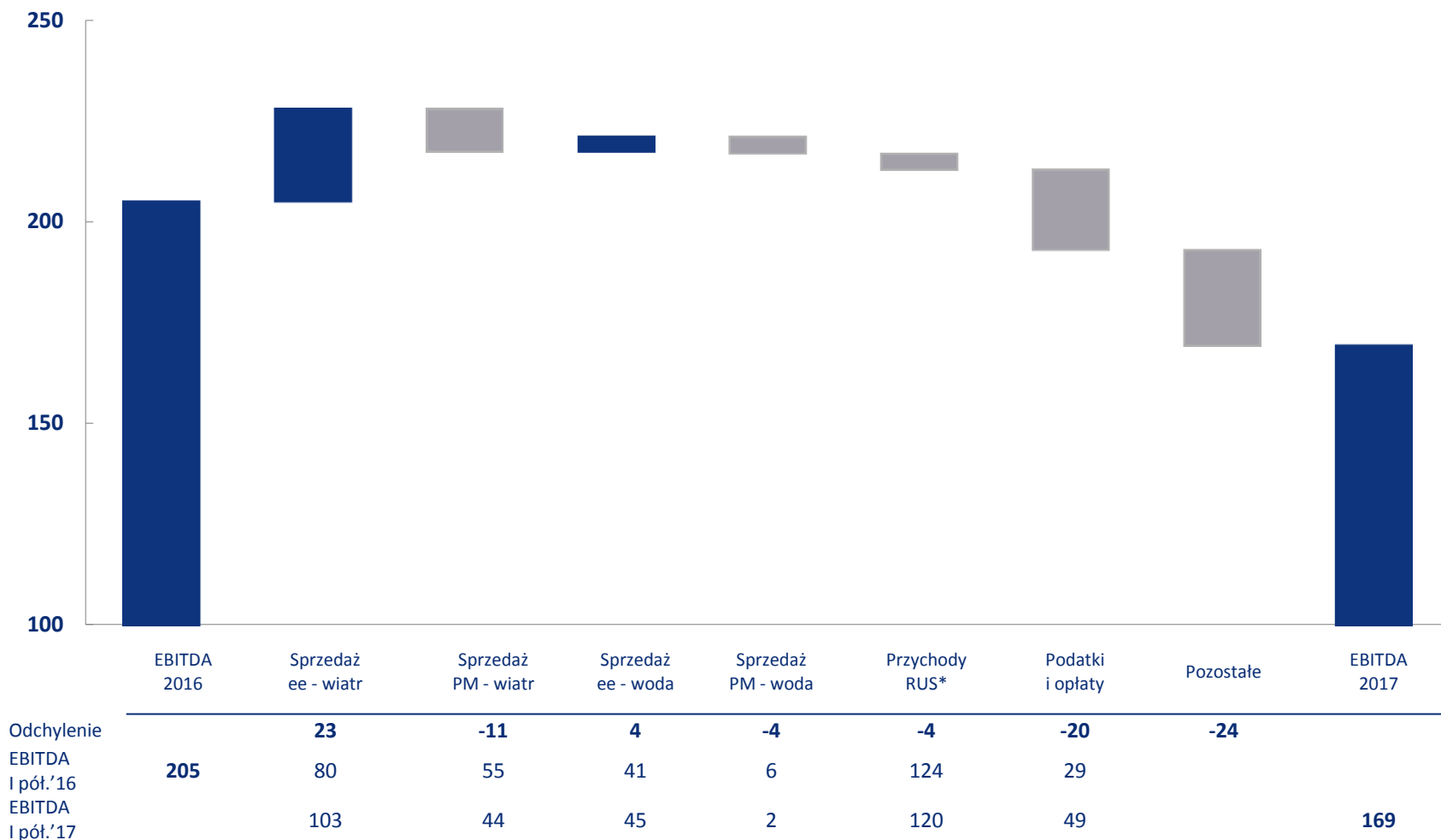
Odchylenie
EBITDA
I pół.'16
EBITDA
I pół.'17

EBITDA 2016	Przychody ee - ilość	Przychody ee- cena	Rekompensaty KDT	Sprzedaż PM	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO2	Koszty remontów i eksploatacji	Koszty osobowe	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA 2017
1 568	336	-80	-318	122	26	105	-89	31	-13	24	-100	1 612
	4 164		401	76	125	1 074	499	263	1 356		493	
	4 420		83	198	151	969	588	232	1 369		393	

Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w II kw. 2017

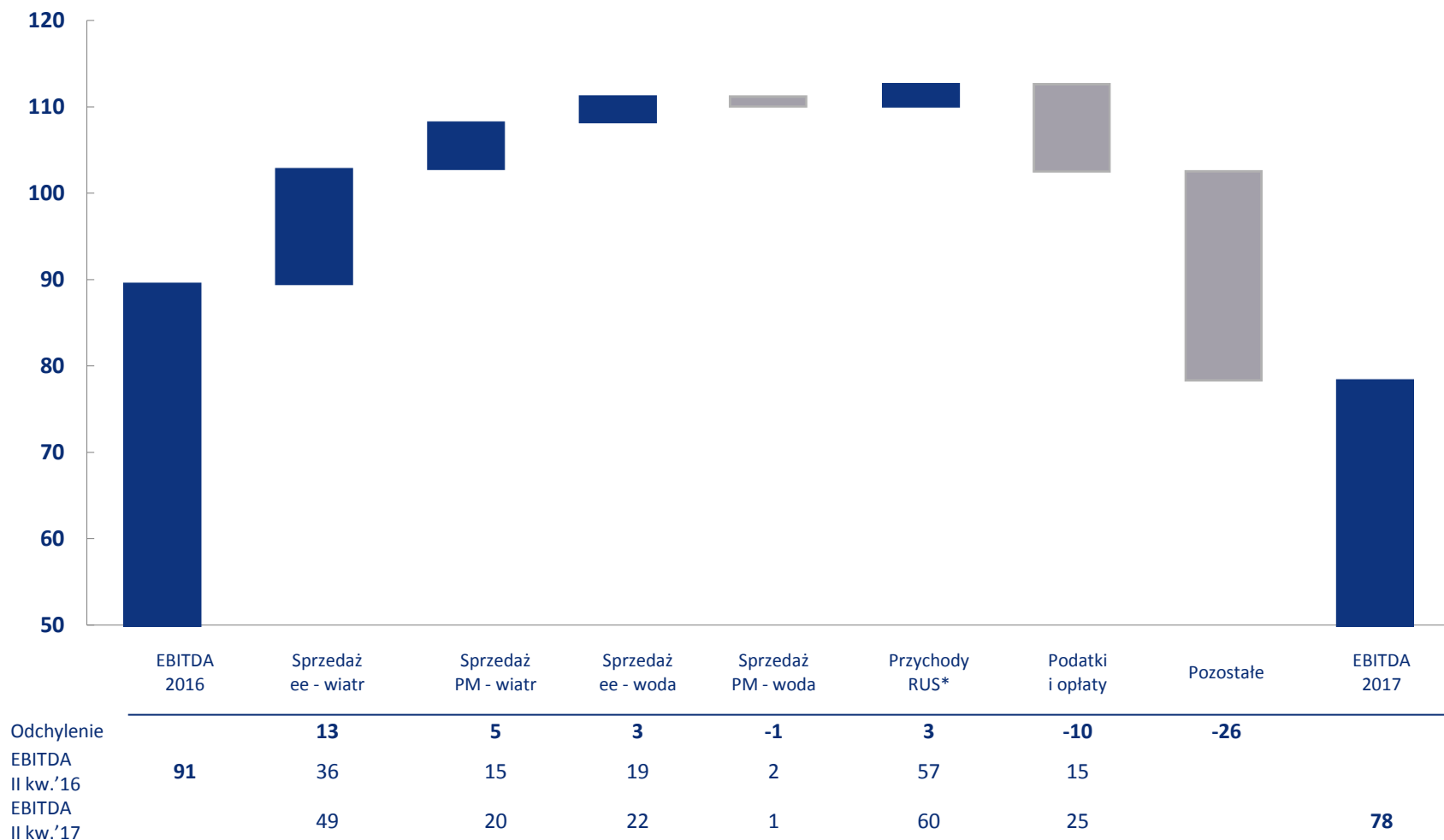


Energetyka Odnawialna – EBITDA w I pół. 2017



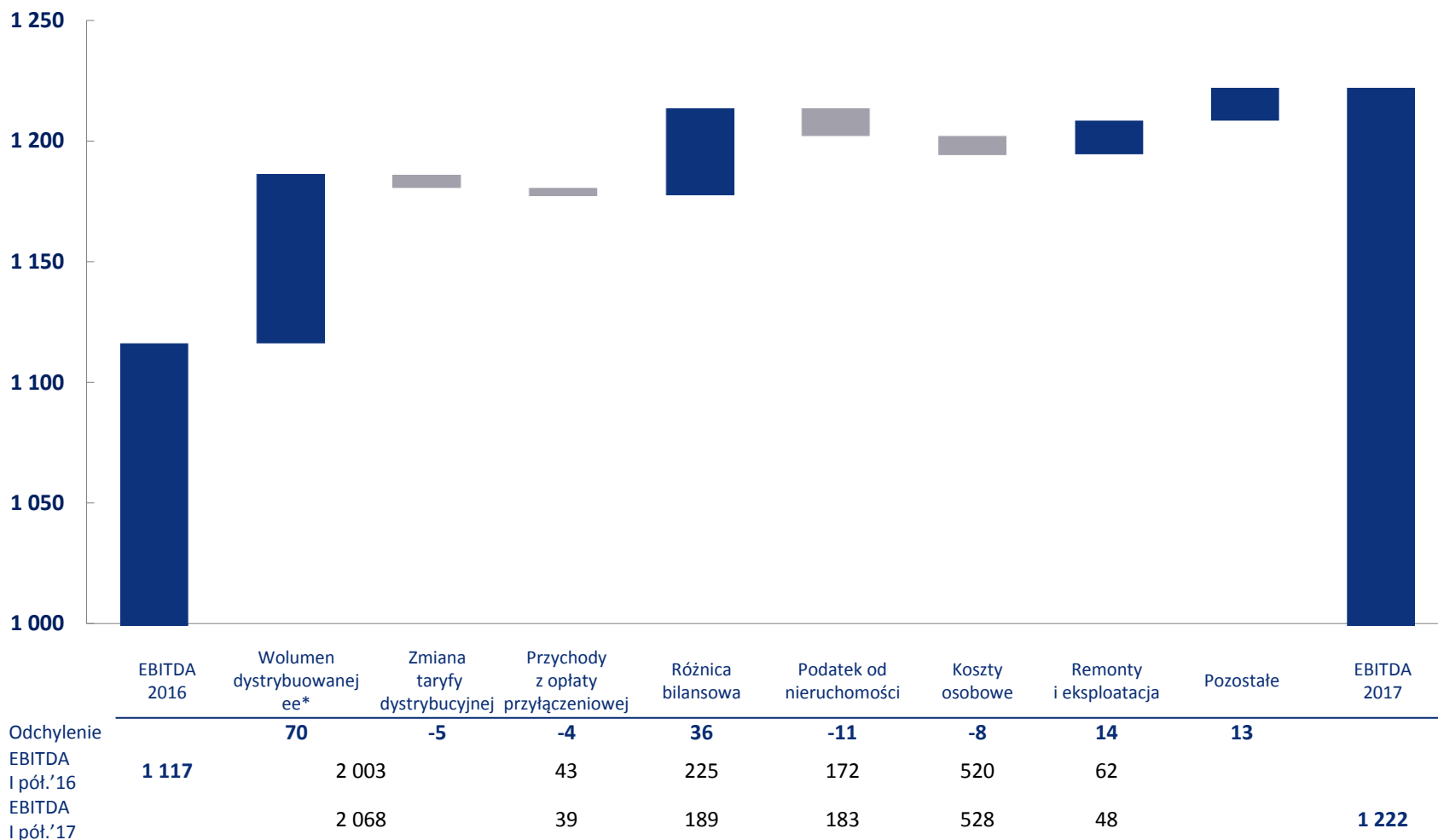
* Z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB niemających wpływu na wynik EBITDA

Energetyka Odnawialna – EBITDA w II kw. 2017



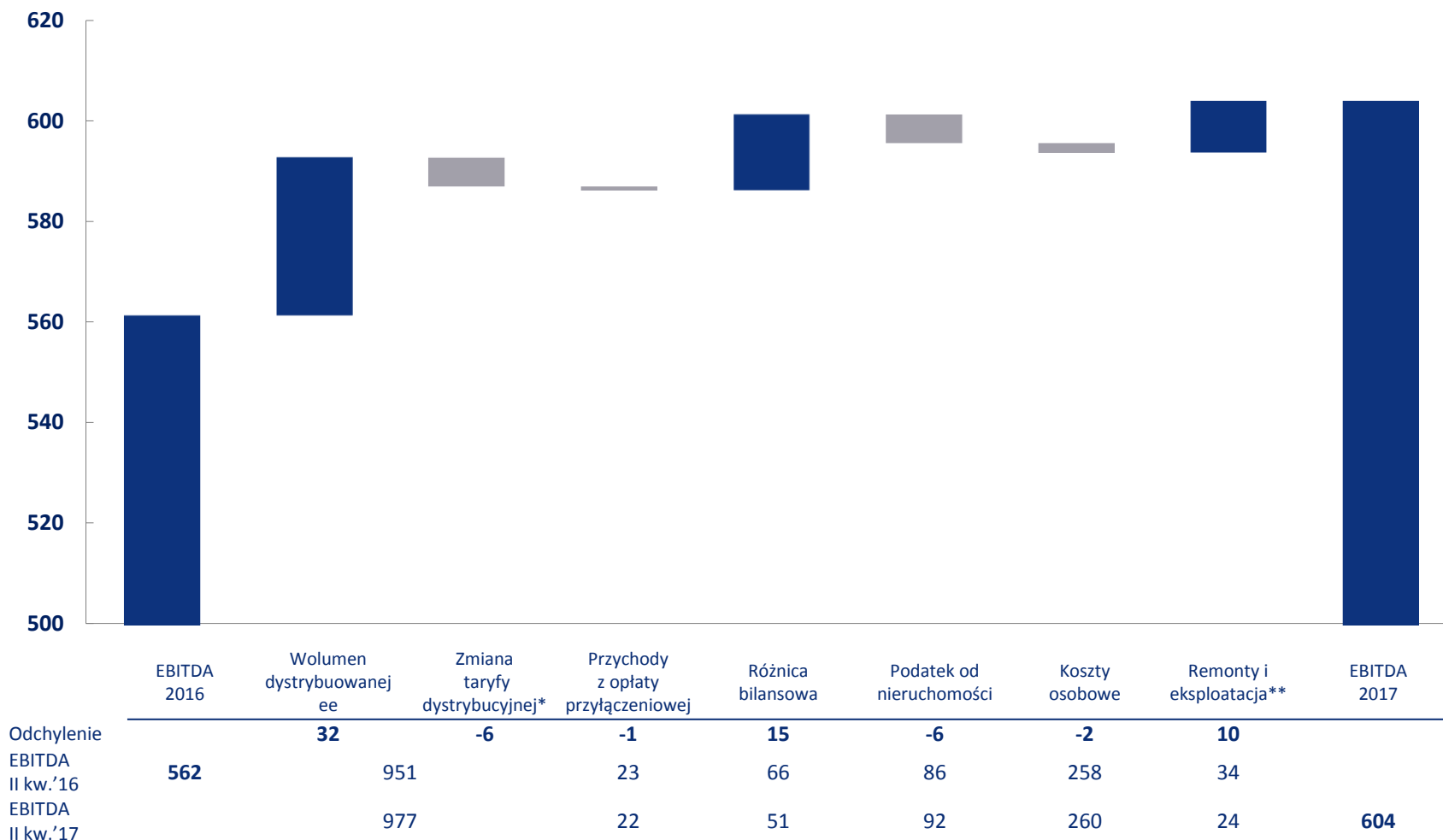
* Z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB niemających wpływu na wynik EBITDA

Dystrybucja – EBITDA w I pół. 2017



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

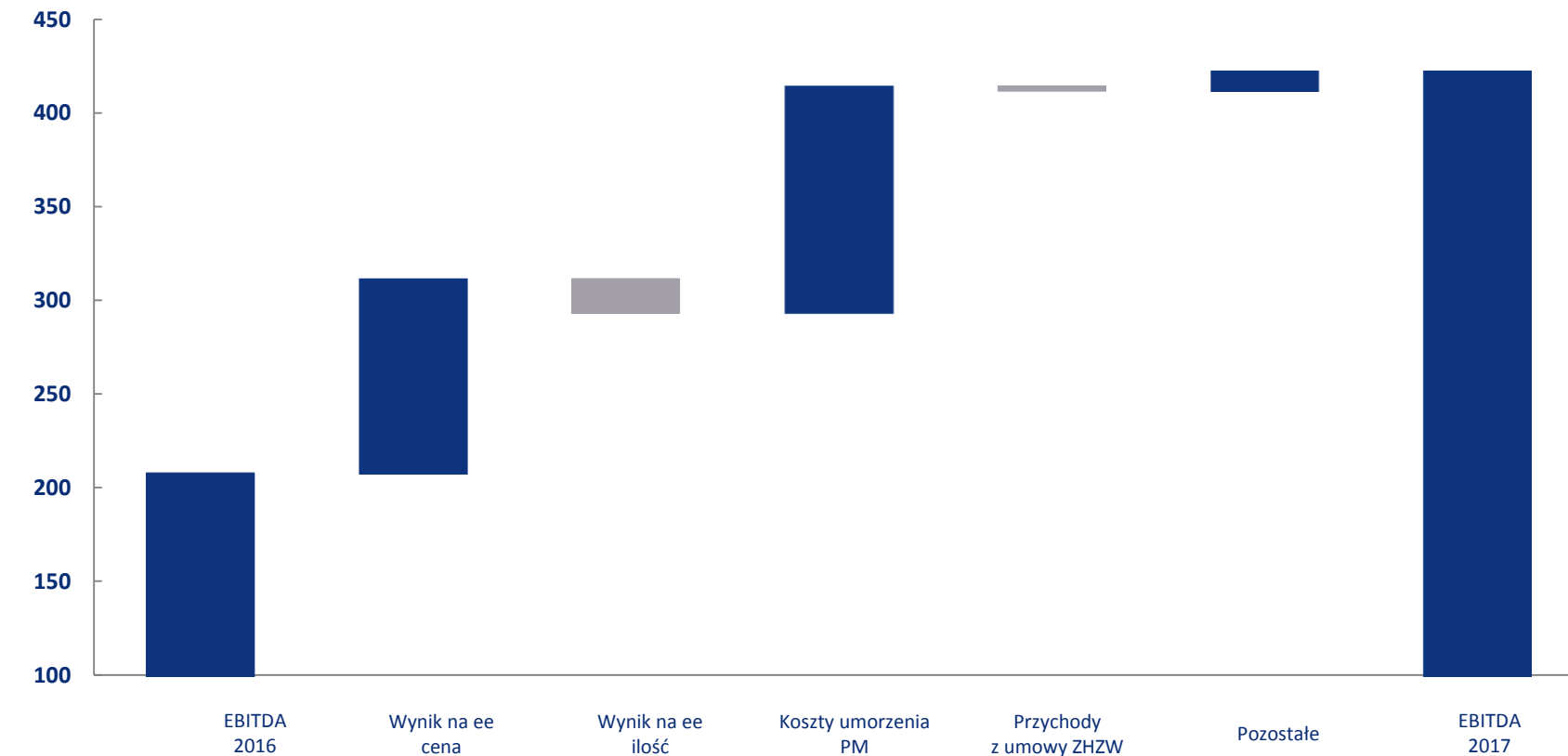
Dystrybucja – EBITDA w II kw. 2017



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

** Koszty materiałów oraz usług remontowo-eksploatacyjnych

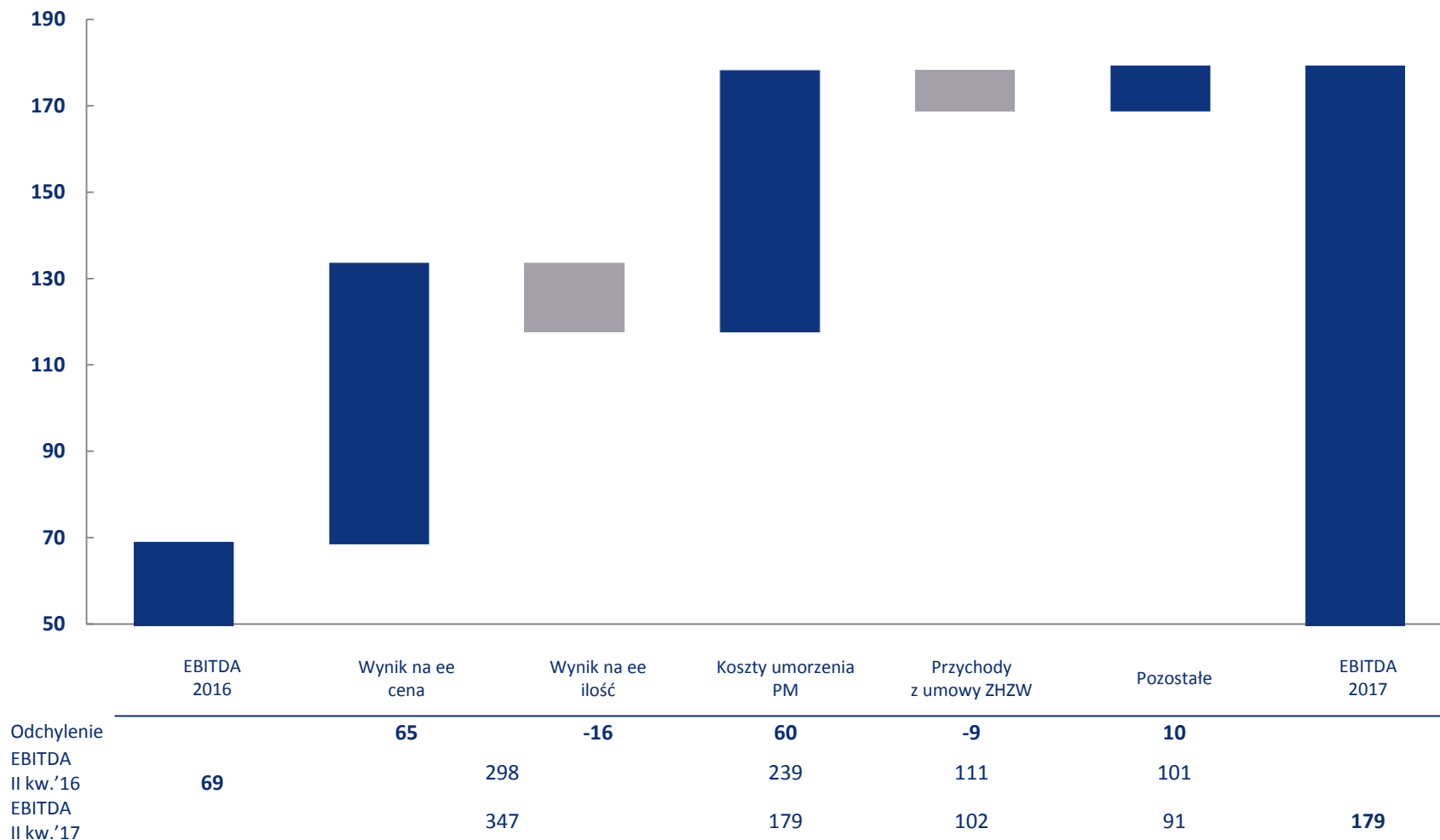
Obrót – EBITDA w I pół. 2017



Odchylenie
EBITDA
I pół.'16
EBITDA
I pół.'17

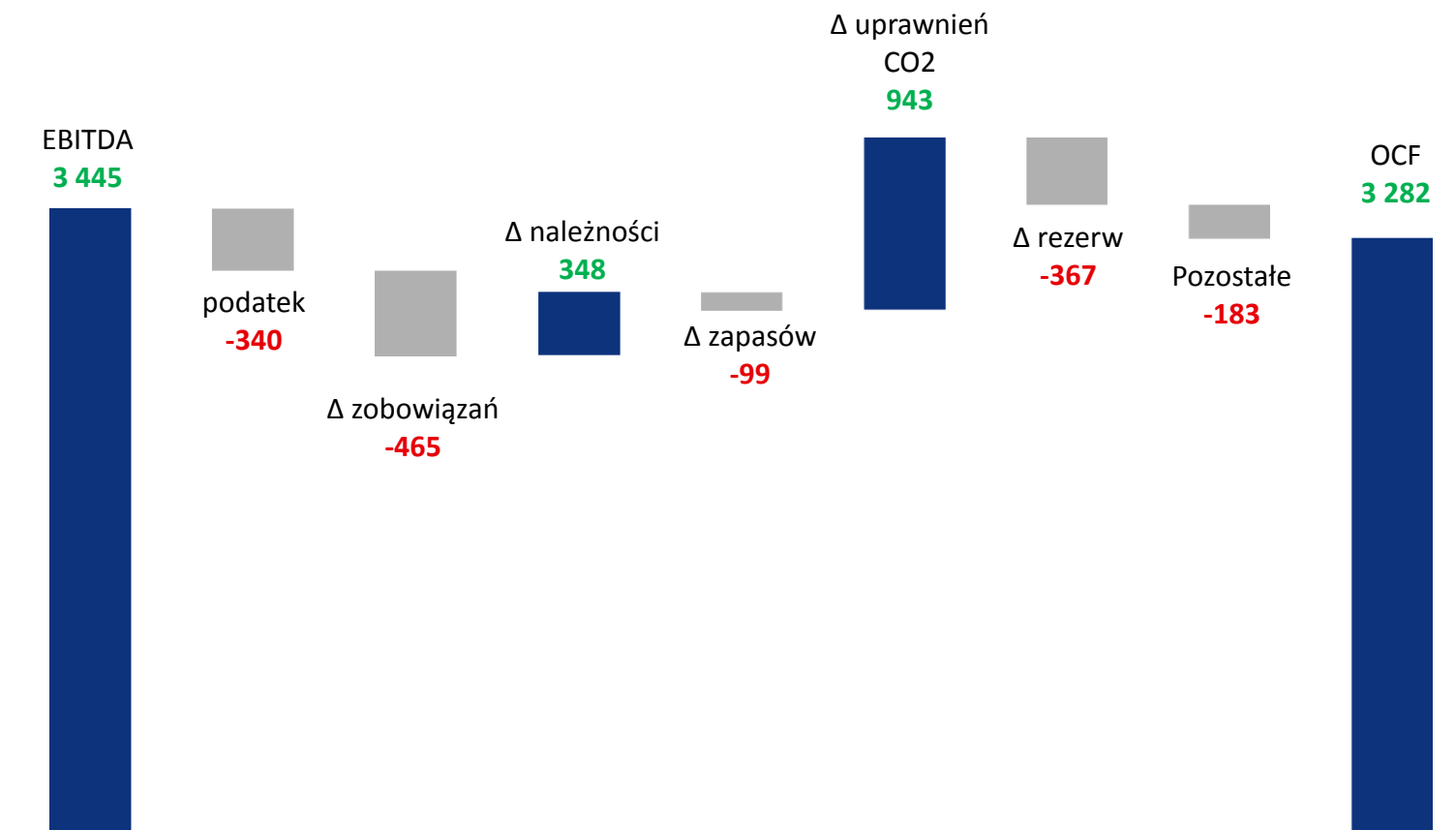
	104	-18	120	-2	10	
208	682	499	227	202		
	768	379	225	192	422	

Obrót – EBITDA w II kw. 2017



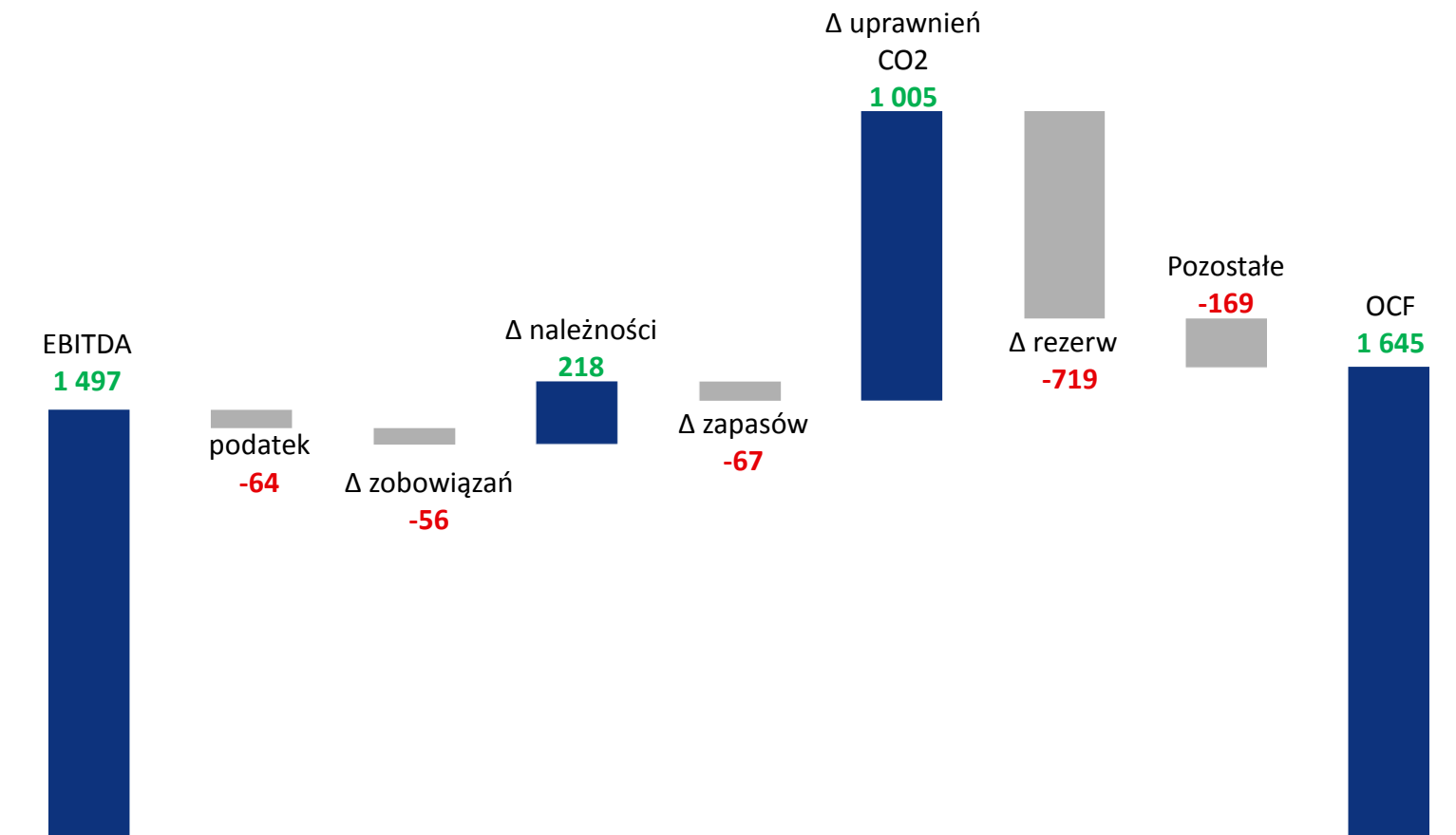
EBITDA vs. Cash Flow Operacyjny

I pół. 2017

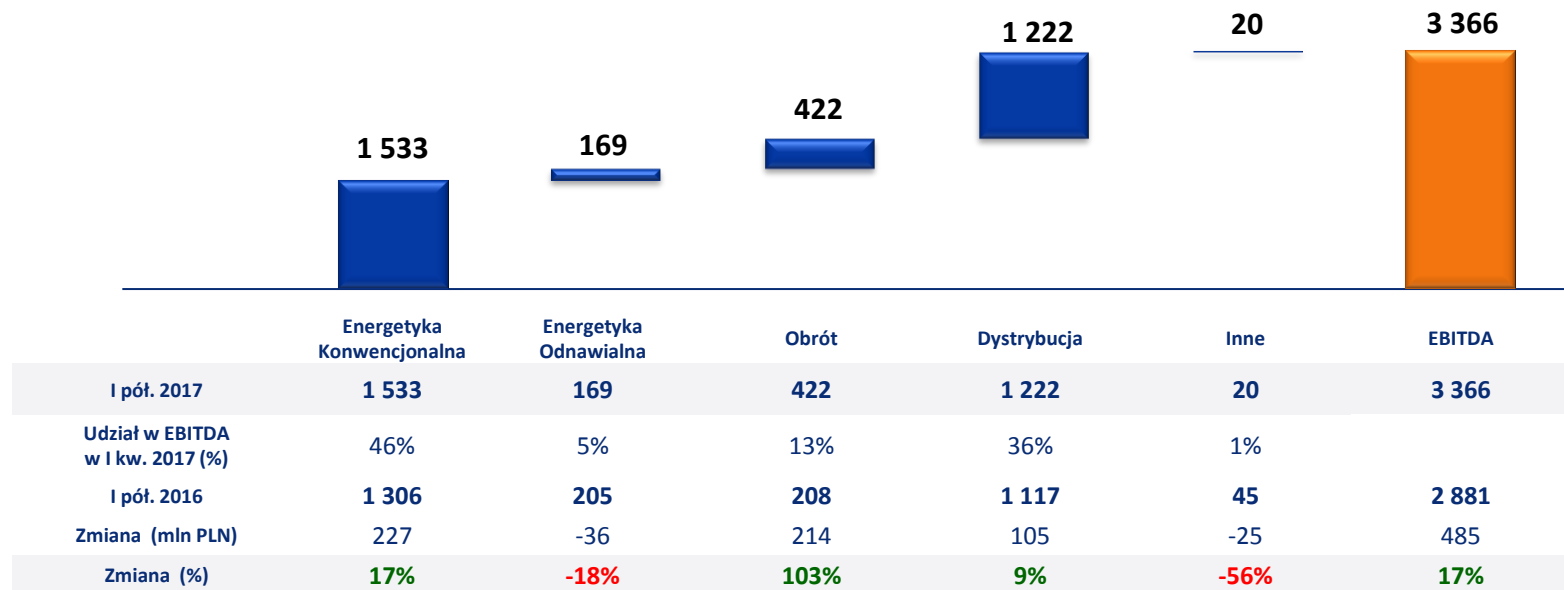


EBITDA vs. Cash Flow Operacyjny

II kw. 2017



Powtarzalny* zysk EBITDA w I pół. 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.

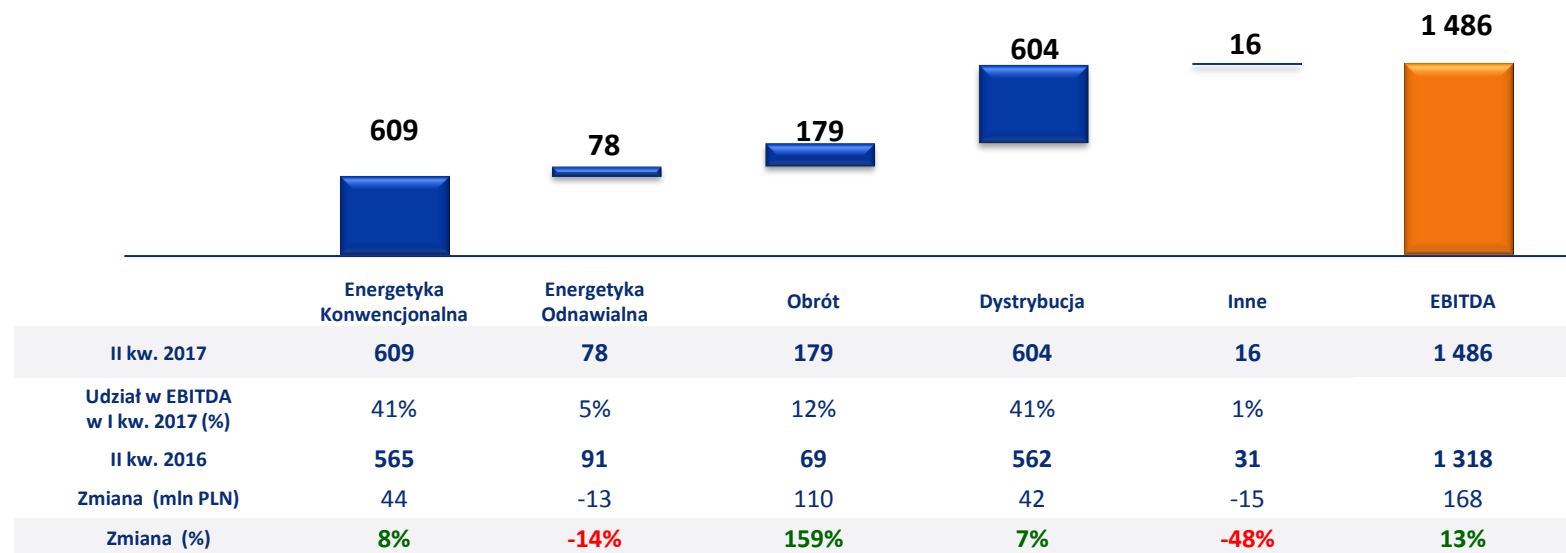
Efekt ograniczony zwiększoną produkcją z farm wiatrowych.

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 22)

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



Wzrost wyniku głównie z wyższych wolumenów produkcji węgla brunatnym z racji wysokiej dyspozycyjności Elektrowni Bełchatów przy zmniejszonym zużyciu węgla kamiennego i niższym koszcie CO₂.

Wzrost ograniczony niższą zrealizowaną ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Pogorszenie wyników powodowane pogłębieniem spadku cen zielonych certyfikatów.

Efekt ograniczony zwiększoną produkcją z farm wiatrowych oraz elektrowni wodnych.

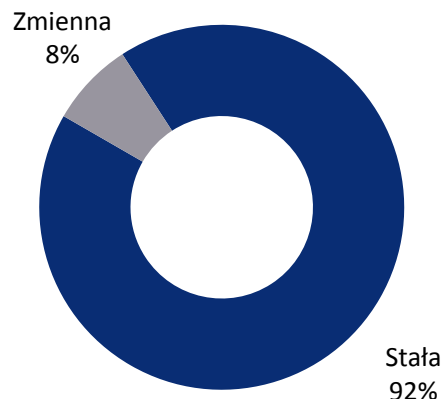
Zmiana modelu handlu (strategii) i niskie ceny zielonych certyfikatów wspierają uzyskiwane marże.

Efekt wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej oraz ograniczenia strat sieciowych.

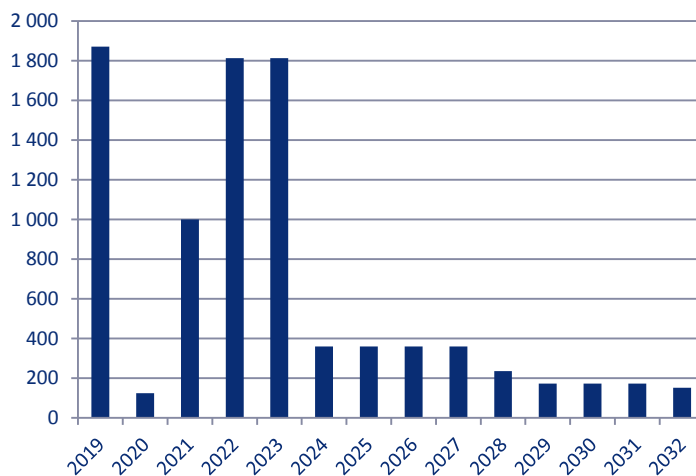
* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 22)

Struktura długu oraz płynność (stan na 30.06.2017)

Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

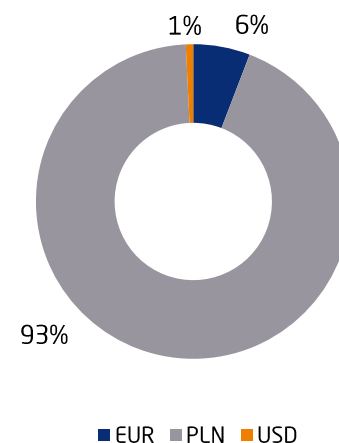


Harmonogram spłaty kredytów bankowych (w mln PLN)*



* Wyłączenie ilustracyjne, założenie pełnego wykorzystania dostępnych kredytów bankowych (kredyt konsorcjalny, BGK, kredyty EBI, kredyt EBOR)

Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia*



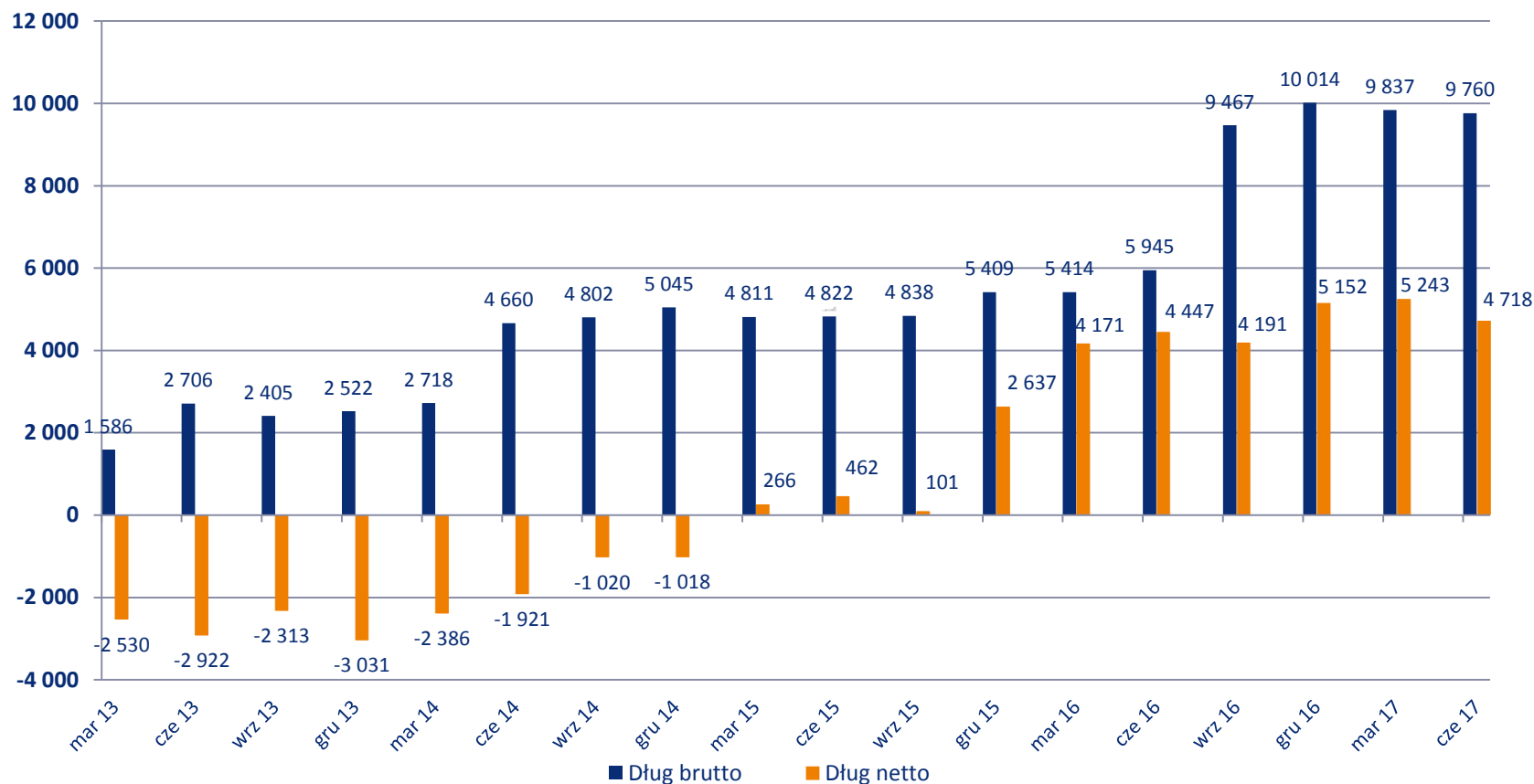
* Po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających

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

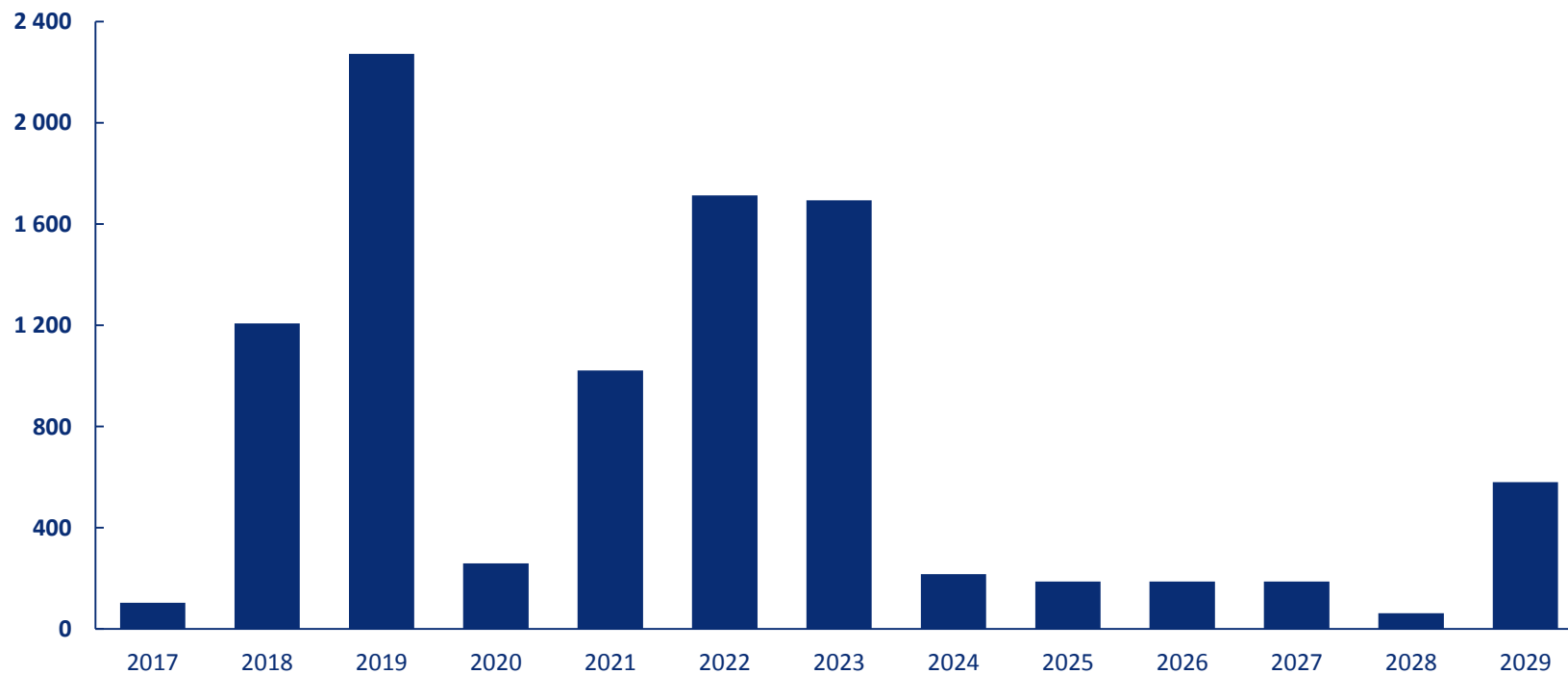
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



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 (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 30 czerwca 2017 r.



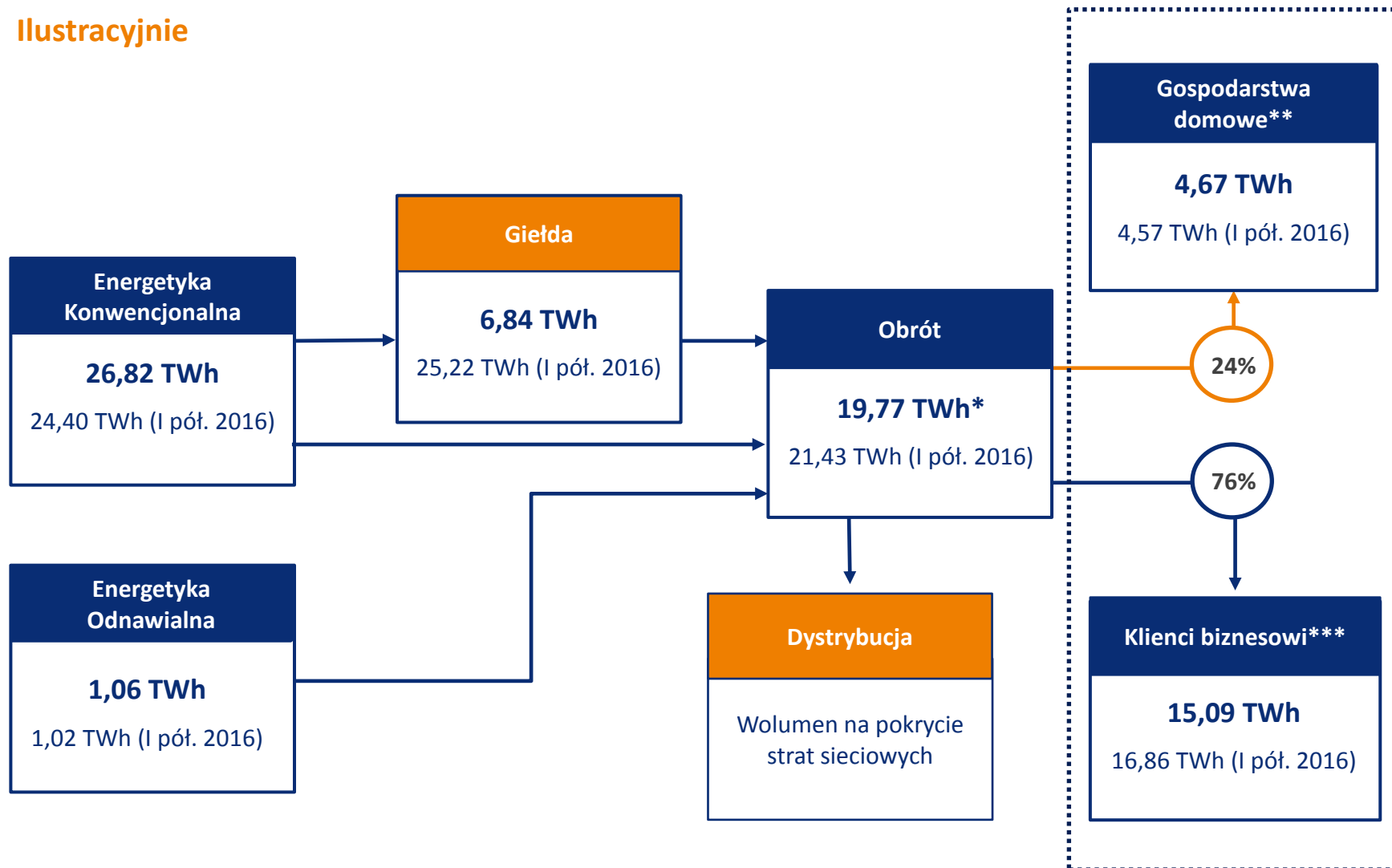
Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	I półr. 2017 r.	I kw. 2017 r.
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	9 760
	Zadłużenie netto (mln PLN)	4 718
	Dług netto/12M EBITDA	0,61x
	Dług netto/Kapitał własny	0,11x

	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	2 listopada 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 pół. 2017

Ilustracyjnie

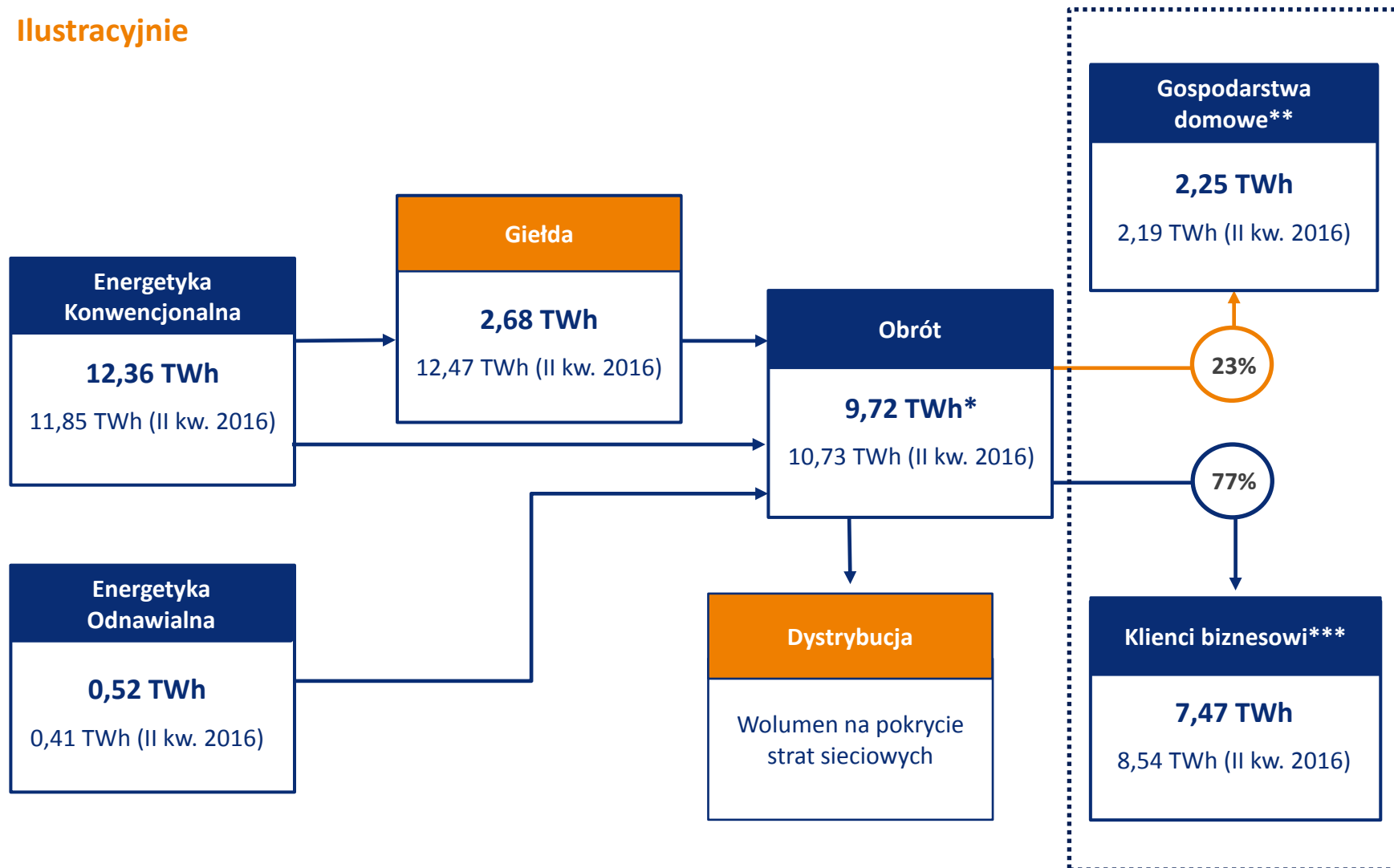


* Sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

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

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w II kw. 2017

Ilustracyjnie

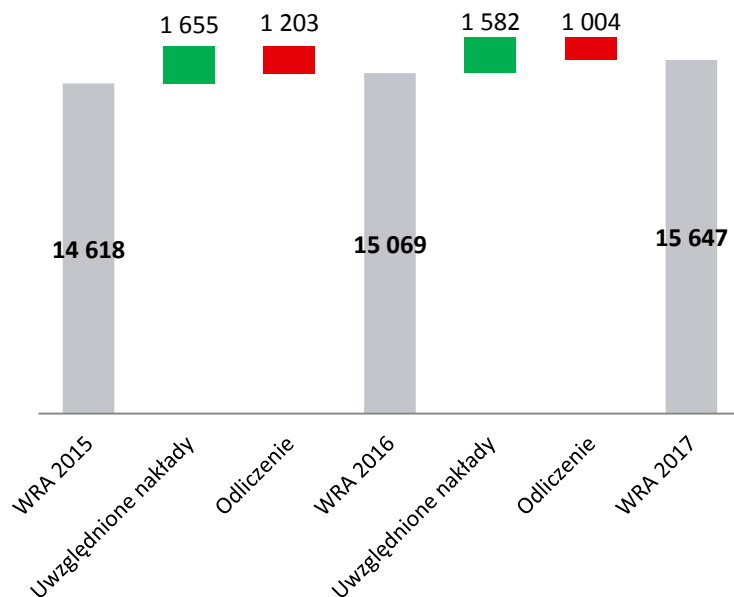


* Sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

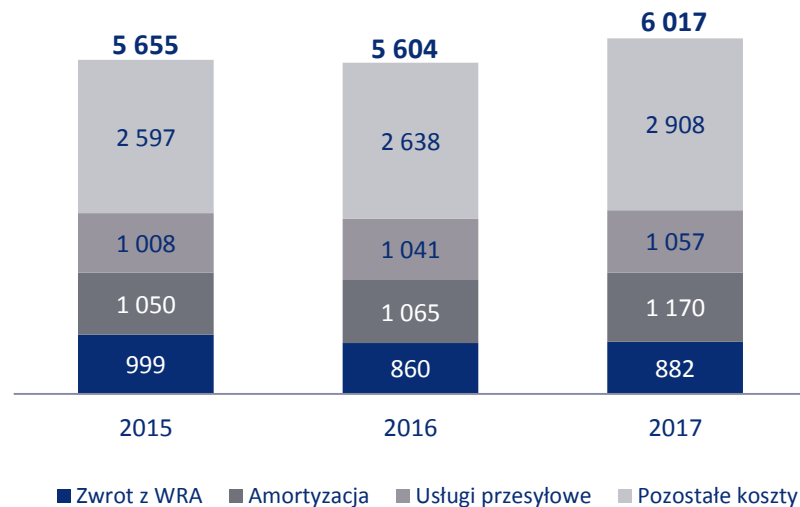
Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

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

Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mIn PLN	II kw. 2017	II kw. 2016		I pół. 2017	I pół. 2016	
Operacyjne	1 645	1 789		3 282	2 857	
Inwestycyjne	-1 016	-2 079		-591	-4 601	
Finansowe	-162	374		-242	354	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	467	84		2 449	-1 390	



Dane z bilansu skonsolidowanego

mIn PLN	B.Z. II kw. 2017	B.O. II kw. 2017	Δ II kw. 2017	B.Z. I pół. 2017	B.O. I pół. 2017	Δ I pół. 2017
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 117	4 656	461	5 117	2 669	2 448
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	8	2	5	8	2 300	-2 292
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-82	-64	-18	-82	-107	24
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	5 042	4 594	448	5 042	4 862	180
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-1 392	-404	-988	-1 392	-411	-981
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-8 368	-9 433	1 065	-8 368	-9 603	1 235
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-9 760	-9 837	77	-9 760	-10 014	254
Zadłużenie finansowe netto	-4 718	-5 243	525	-4 718	-5 152	434

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

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 II kw. 2017 r. (w I pół. 2017 r.) instalacje PGE wyemitowały 13,50 mln (29,07 mln) ton CO₂. Całkowite koszty związane z emisją CO₂ w II kw. 2017 r. (w I pół. 2017 r.) wyniosły ok. 240 mln zł (589 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	10	213
Przyznane nieodpłatnie	20	-
Umorzenie	-56	-1 156
Stan na dzień 30 czerwca 2017	59	1 406

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

Stan na dzień 1 stycznia 2017 r.	1 154
Umorzenie	-1156
Rozwiązanie rezerwy	-
Rezerwy utworzone w I półroczu 2017 r.	589
Stan na 30 czerwca 2017 r.	587

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

	I pół. 2017 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	8 123
Podatki i opłaty	1 590

Rekompensaty KDT – aktualny status sporów sądowych

Proces ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2016 rok zakończył się 31 lipca 2017 roku. Zgodnie z decyzją Prezesa URE, wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych powstałych w jednostkach wytwórczych PGE GiEK S.A. za 2016 rok wynosi ok. (+)276 mln PLN. Zgodnie z zapisami Ustawy KDT, natomiast proces ustalenia wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych powinien zakończyć się do 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.

	Elektrownia Opole	Elektrownia Turów	Elektrociepłownia Gorzów	Elektrociepłownia Rzeszów	Elektrociepłownia Lublin-Wroclów	Elektrownia ZEDO
2008	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta
2009	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Wyrok 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 z 27 IV 2017 r.

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

Przypadek nie podlegający rekompensatom KDT

mln zł	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
Bank of America Merrill Lynch	Anton Fedotov
BOŚ	Jakub Viscardi
BZ WBK	Paweł Puchalski
Citigroup	Piotr Dzięciołowski
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
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
Trigon	Krzysztof Kubiszewski
UBS	Michał Potyra
Wood & Company	Bram Buring

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

