

Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał i 9 miesięcy 2017

7 listopada 2017 roku



Agenda

- **Henryk Baranowski – Prezes Zarządu**
 - Podsumowanie
 - Kluczowe wydarzenia
 - Inwestycje
- **Emil Wojtowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych**
 - Sytuacja na rynku energii elektrycznej
 - Wyniki finansowe
 - Wyniki operacyjne
 - Perspektywy na rok 2018



Główne wydarzenia



Henryk Baranowski

Prezes Zarządu



III kwartał 2017 w pigułce

Powtarzalność wyników w wymagającym otoczeniu

- Stabilność operacyjno-finansowa
 - Remont ELB-14 oraz modernizacja w Turowie
 - Produkcja utrzymana dzięki wyższej produkcji w El. Opole
- Finalizacja procesu zakupu aktywów EDF
 - Zgoda UOKiK
 - Zamknięcie transakcji 13 listopada
 - Strategia dla ciepłownictwa PGE zostanie zaprezentowana na początku grudnia 2017
- Zawiadomienie o potencjalnym opóźnieniu budowy bloków 5 i 6 w Opolu

5 Otoczenie biznesowe

Niestabilność środowiska działalności

- Okres wzmożonej niepewności regulacyjnej
- Postępująca zmienność rynkowa

PGE wobec zmienności otoczenia

- Rynek mocy jako mechanizm równoważący pozycję wytwórców
- Stabilność kluczowa dla odbiorców energii elektrycznej
- Dywersyfikacja działalności i źródeł przychodu
- Ewolucyjna zmiana ku nowoczesnej i odpowiedzialnej społecznie energetyce
- Dostosowanie do nowych regulacji w energetyce konwencjonalnej wymagało będzie nakładów modernizacyjnych

Projekty strategiczne Grupy PGE



Projekt Opole II – budowa bloków o mocy 1 800 MW

Zaawansowanie projektu Opole II:

Ogólne zaawansowanie prac przekroczyło 86%

Dotychczasowy CAPEX:

8 mld PLN z 11 mld PLN na projekt (budżet netto)

Status:

- przekazanie bloków do eksploatacji wg propozycji Generalnego Wykonawcy przesunięte o 5 miesięcy (blok 5) i 4 miesiące (blok 6) – trwa analiza i rozmowy z wykonawcą



Projekt Turów – budowa bloku o mocy 490 MW

Zaawansowanie projektu Turów:

Zaawansowanie prac na terenie budowy ok. 40%

Dotychczasowy CAPEX:

1 mld PLN z 4 mld PLN (budżet netto)

Status:

- trwa wznoszenie płaszcza chłodni kominowej – docelowa wysokość w IV kwartale
- rozpoczęto montaż turbozespołu

Pozostałe projekty Grupy PGE



Projekt ITPOE Rzeszów

- Turbozespół dostarczony, trwa montaż instalacji gospodarek pomocniczych

Projekt bloku w Elektrowni Dolna Odra

- Blok gazowy wiodącym wariantem dla nowych mocy

Modernizacje w GK PGE

- Energetyka Konwencjonalna: blok „858” wrócił do systemu po remoncie średnim
- Dystrybucja: oddana do użytkowania nowa stacja elektroenergetyczna w Czosnowie



Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



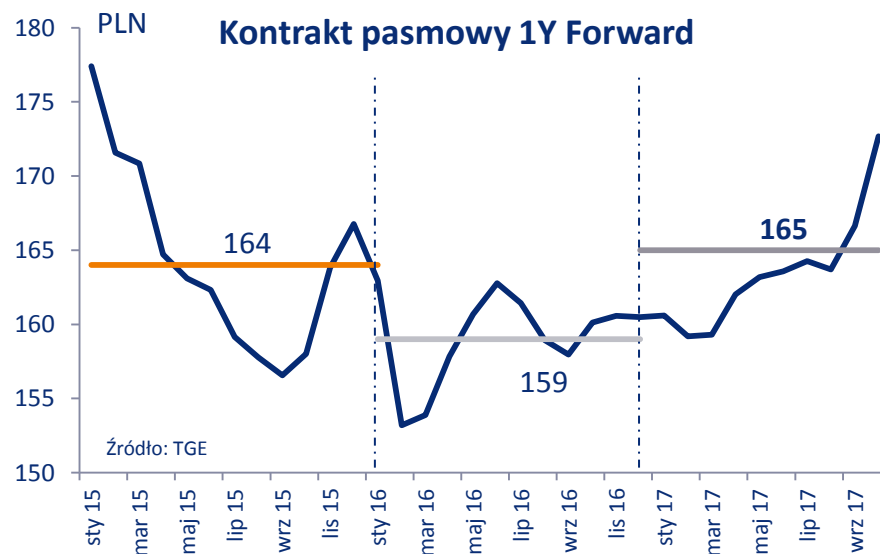
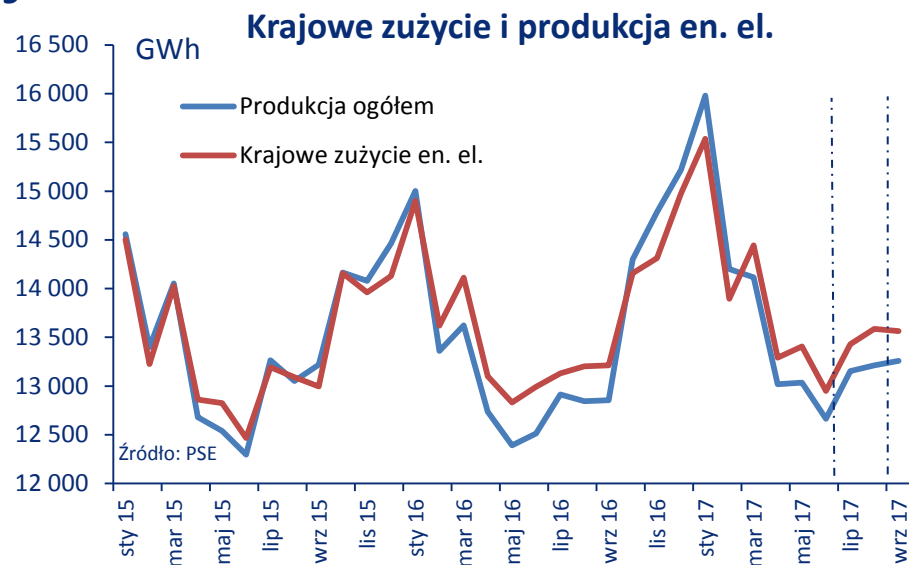
Emil Wojtowicz

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Rynek energii elektrycznej

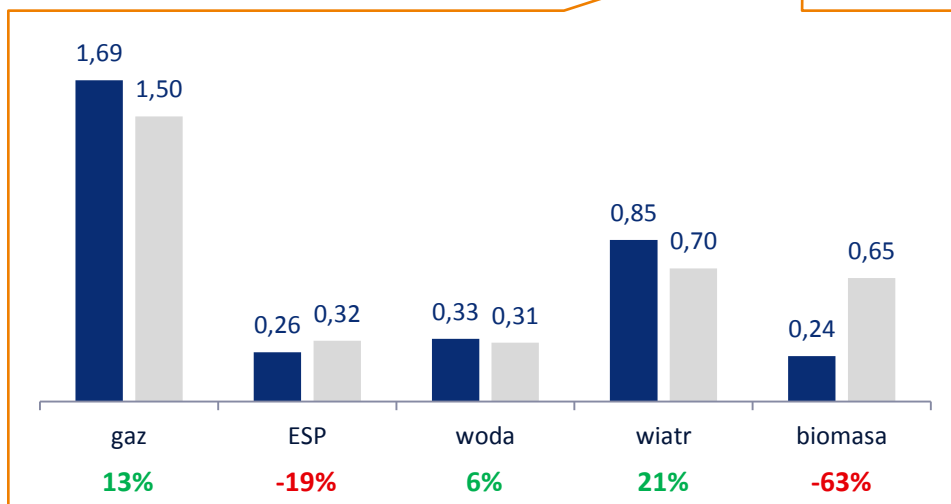
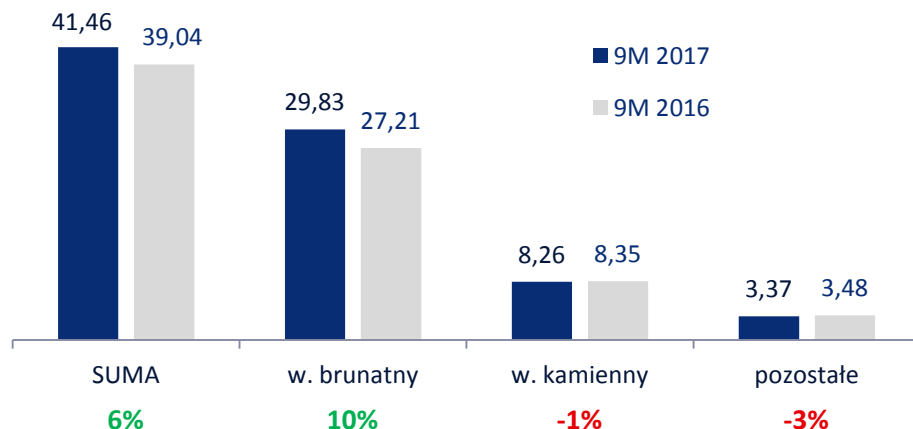
Systematyczny wzrost cen

- Wzrost zużycia r/r **+2,6%** (III kw.)
- Wzrost produkcji r/r **+2,6%** (III kw.)
- **Porównywalna nadwyżka importu** w III kwartale: 0,93 TWh vs. 0,95 TWh w 2016 (przepływy fizyczne)
- Względna stabilność cen kw./kw.
- Znaczący wzrost cen w październiku (do 175 PLN/MWh)
- Średnioroczna cena dostawy na 2018 rok **~165 PLN/MWh** (vs. 162 PLN/MWh poprzednio)
- Wzrost cen jako efekt rosnących cen CO2 i oczekiwań wzrostu cen węgla kamiennego
- Średnia cena zrealizowana przez Energetykę Konwencjonalną PGE w III kwartale 2017 r.: **165 PLN/MWh**



Wolumen produkcji wg paliw – 9M 2017 r/r

TWh



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

↑ **Węgiel brunatny:** Mniejsze obciążenie remontowe El. Bełchatów, powrót bloków ELB 3 i 6 po remontach średnich i ELB 10 modernizowanego w okresie bazowym.

⇒ **Węgiel kamienny:** Większe obciążenie remontowe ELDO, zrekompensowane przez wzrost produkcji w ELO (lepszą utylizacja)

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

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

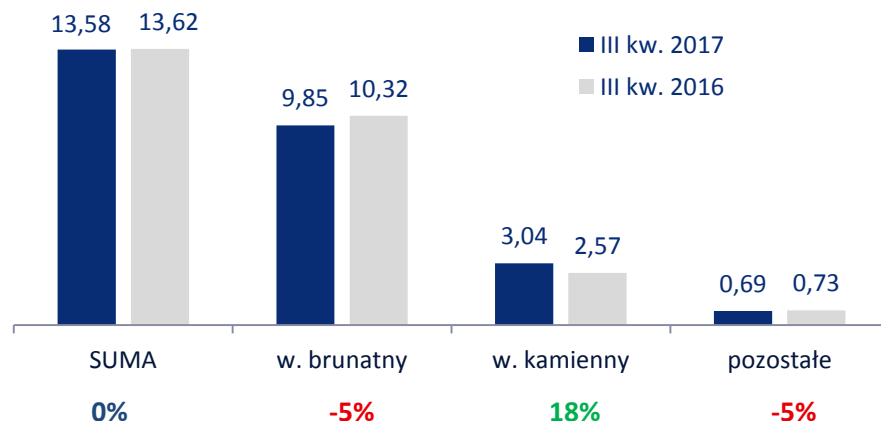
↑ **Wiatr:** korzystne warunki pogodowe

↑ **Woda:** poprawa warunków hydrologicznych

↓ **Biomasa:** notowania PM pogarszają ekonomikę produkcji

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

TWh



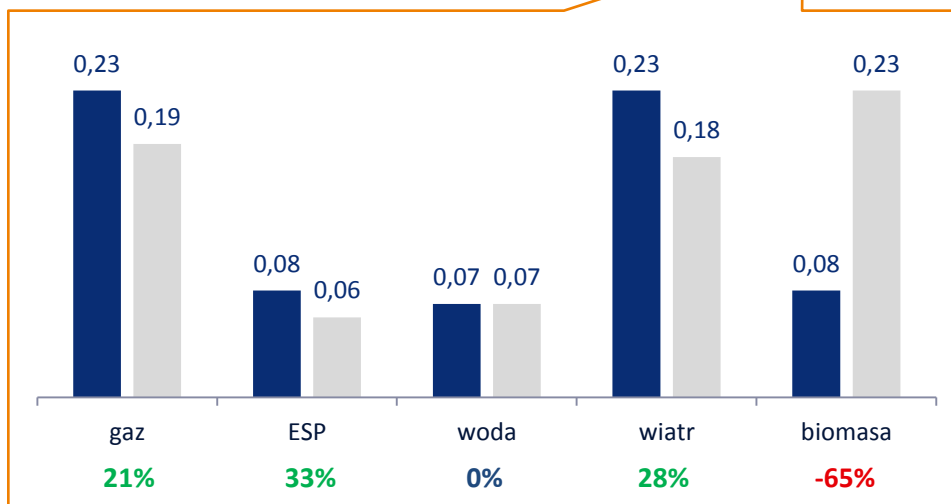
↓ **Węgiel brunatny:** Większe obciążenie remontowe: modernizacja bloku nr 2 w ELT oraz remont bloku nr 14 w ELB (moc 858 MW)

↑ **Węgiel kamienny:** Większe wykorzystanie ELO

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

↑ **Wiatr:** korzystne warunki pogodowe

↓ **Biomasa:** notowania PM pogarszają ekonomikę produkcji



Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[mln PLN]	III kw. 2017	III kw. 2016	r/r	9M 2017	9M 2016	r/r
EBITDA	2 663	1 643	62%	6 108	4 786	28%
EBITDA powtarzalna	1 523	1 520	0%	4 889	4 401	11%
EBIT	1 883	895	110%	3 815	1 847	107%
EBIT powtarzalny	780	805	-3%	2 675	2 302	16%
Zysk netto dla akcjonariuszy	1 463	656	123%	2 960	1 202	146%
Zysk netto dla akcjonariuszy skorygowany o odpisy	1 493	682	119%	3 024	1 949	55%
Zysk na akcję	0,78	0,35	123%	1,58	0,64	146%
Zysk na akcję skorygowany o odpisy	0,80	0,36	119%	1,62	1,04	55%

- ➡ **EBITDA powtarzalna:**
w III kwartale bez zmian r/r – równomierny wpływ czynników korzystnych (niższe koszty emisji CO₂, niższe koszty umorzeń PM) i niekorzystnych (niższa zrealizowana cena hurtowa, mniej marżowa struktura paliwowa produkcji).
- ⬆ **Po 9 miesiącach poprawa r/r** – wyższe wolumeny produkcji i bardziej korzystna struktura paliwowa produkcji (tj. większy udział paliw własnych), a także wyższy zwrot z dystrybucji oraz niższe koszty umorzeń PM w segmencie Obrót.
- ⬆ **EBITDA raportowana:** dynamika wyników raportowanych w III kw. i po 9 miesiącach odzwierciedla korzystny wpływ zdarzeń jednorazowych zdominowany przez korektę końcową KDT – *szczegóły na str. 22.*

[mln PLN]	30.09.2017	30.09.2016	Δ r/r	30.09.2017	31.12.2016	Δ YTD
Zadłużenie netto	4 277	4 191	86	4 277	5 152	-875

Główne czynniki budowy wartości EBITDA

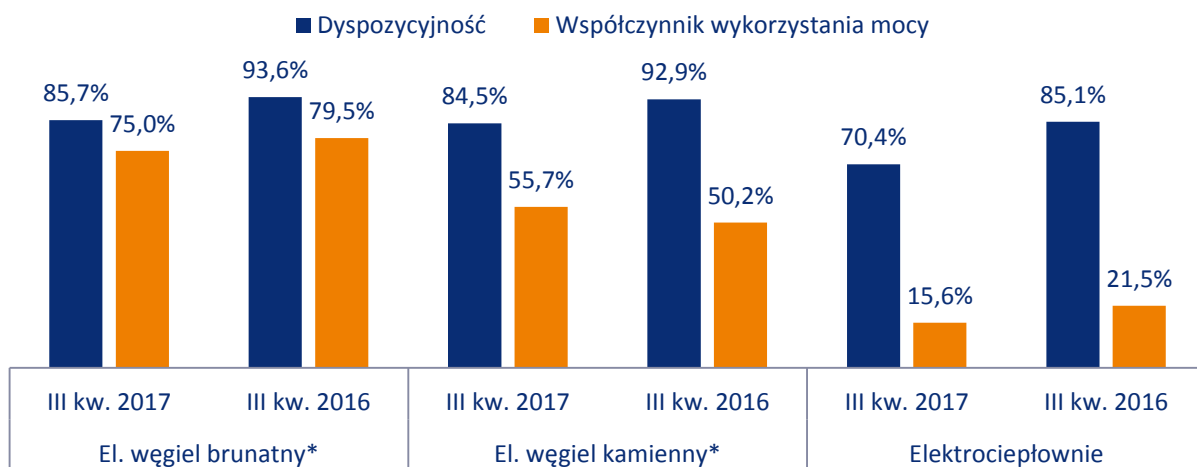
mIn PLN



* 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

Wykorzystanie aktywów opartych o węgiel kamienny

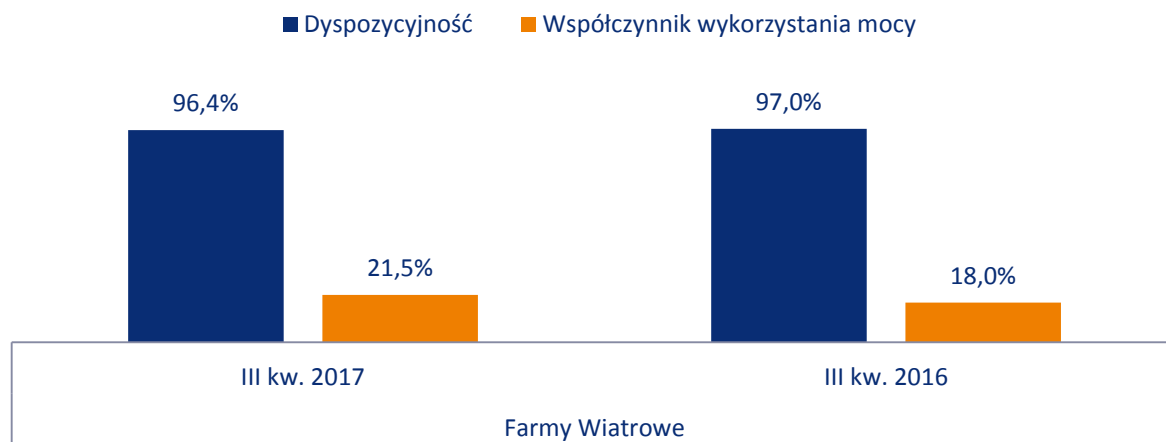


- Niższa dyspozycyjność na węgla brunatnym ze względu na remonty
- Lepsze wykorzystanie elektrowni Opole
- Niższe wykorzystanie mocy elektrociepłowni głównie w związku z ograniczeniem produkcji biomasowej EC Szczecin
- Niższa dyspozycyjność elektrociepłowni z powodu większego obciążenia remontowego

* 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 wietrzności

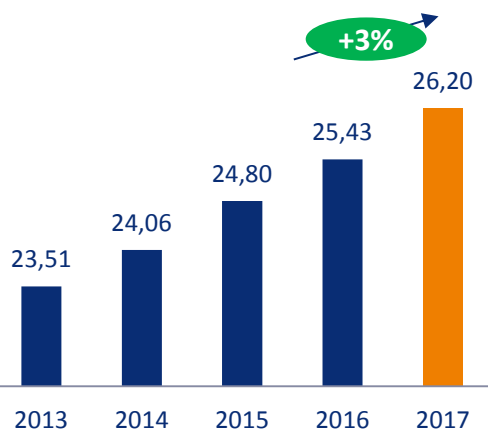


- Bardzo korzystne warunki atmosferyczne wspierają wykorzystanie mocy
- Nieco niższa dyspozycyjność (awarie i remonty planowane)

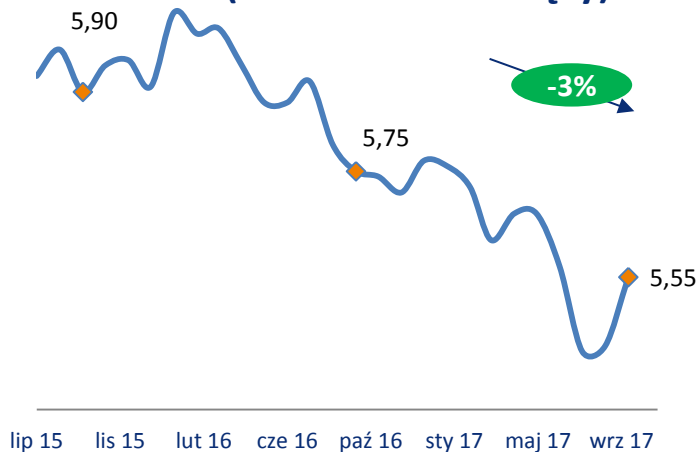
16 Aktywa dystrybucyjne

Poprawa w ramach naturalnych możliwości

Wolumen dystrybuowanej energii el. w 9M (TWh)

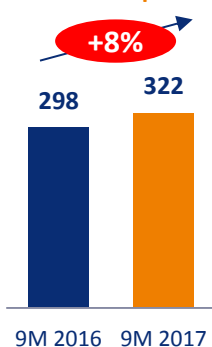


Straty sieciowe [%] (ostatnie 12 miesięcy)

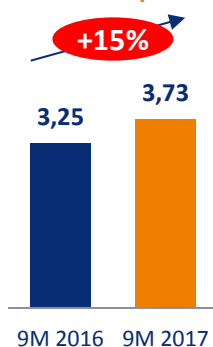


- Konsekwentny wzrost dystrybuowanego wolumenu
- Sukcesywna redukcja strat sieciowych

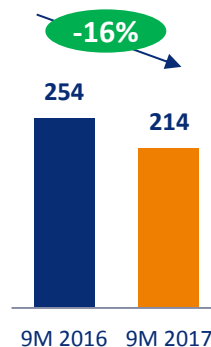
SAIDI (min.)
(planowane i nieplanowane)



SAIFI (szt.)
(planowane i nieplanowane)



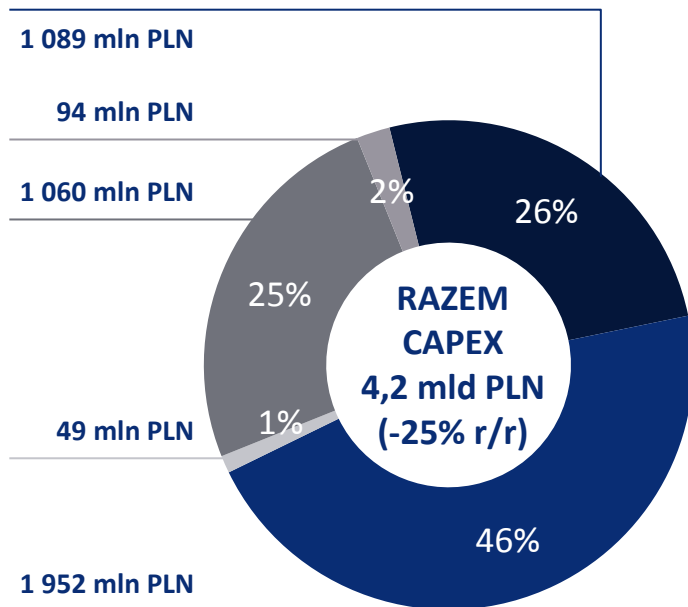
Czas przyłączenia (dni)



- Kolejne burze (lipiec i sierpień) pogarszają wyniki SAIDI i SAIFI
- Realizacja rocznego celu URE wątpliwa wobec skali zjawisk katastrofalnych
- Konsekwentna poprawa czasu przyłączenia

Szacunki SAIDI i SAIFI dla niskich napięć mogą ulec zmianie

17 Nakłady inwestycyjne



Wytwarzanie konwencjonalne

Dystrybucja

Kluczowe projekty	CAPEX w 9M 2017
Opole II	1 469 mln PLN
Budowa bloku 11 w Elektrowni Turów	372 mln PLN
Modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów	99 mln PLN
Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	533 mln PLN
Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	527 mln PLN



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



- Niższe wydatki w obszarze projektów konwencjonalnych – informacja od GW o przesunięciu harmonogramu Opola
- CAPEX modernizacyjny – w bieżącym roku mniejsza ilość prac w tym obszarze niż w roku ubiegłym
- Program inwestycyjny w Dystrybucji – realizacja dużych projektów na Mazowszu

EBITDA raportowana: perspektywa na 2018 rok

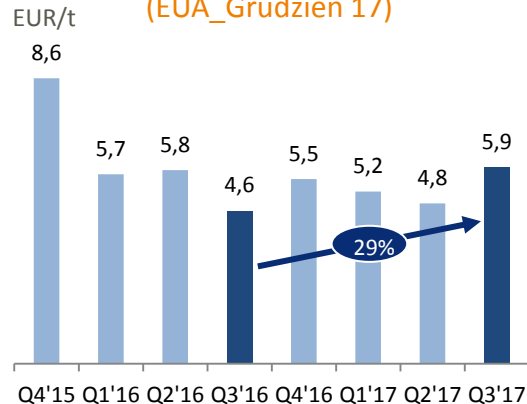
	Perspektywa 2018 vs 2017	Główne czynniki
Energetyka Konwencjonalna	Spadek	- Zrealizowana średnioroczna cena hurtowa energii na poziomie 169-171 PLN/MWh - Zakończenie rozliczeń rekompensat KDT. W 2017 przychody i EBITDA z tytułu KDT wyniosły ok. 1,28 mld PLN - Niższe wolumeny produkcji z węgla brunatnego ze względu na obciążenie remontowe w Bełchatowie - Ceny węgla w 2018 roku wyższe do ok. 10% w efekcie ścieżek cenowych w umowach oraz zakontraktowanych wolumenów - Alokacja darmowych uprawnień CO₂ na poziomie ok. 13 mln ton w porównaniu do ok. 15 mln ton w 2017. Dodatkowo, możliwy negatywny wpływ z powodu wzrostu notowań uprawnień do emisji - Kontynuacja programów optymalizacyjnych
Energetyka Odnawialna	Wzrost	- Wolumen produkcji zależny od warunków pogodowych - Możliwy spadek kosztów z tytułu podatku od nieruchomości w przypadku zmiany przepisów dotyczących podatku od nieruchomości
Obrót	Spadek	- Utrzymanie strategii maksymalizacji masy marży - Stabilizacja cen zielonych certyfikatów zmniejszy ryzyko i prawdopodobnie wpłynie negatywnie na osiągnięty <i>windfall profit</i>
Dystrybucja	Stabilnie	- Wartość regulacyjna aktywów (WRA) to ok. 16,25 mld PLN w taryfie na 2018 rok, w tym ok. 130 mln PLN AMI - Średnioważony koszt kapitału (WACC) na 2018 rok nie został jeszcze ustalony. Za 2017 rok wynosił 5,63% (przed opodatkowaniem) - Kontynuacja programów optymalizacyjnych

Informacja dodatkowa



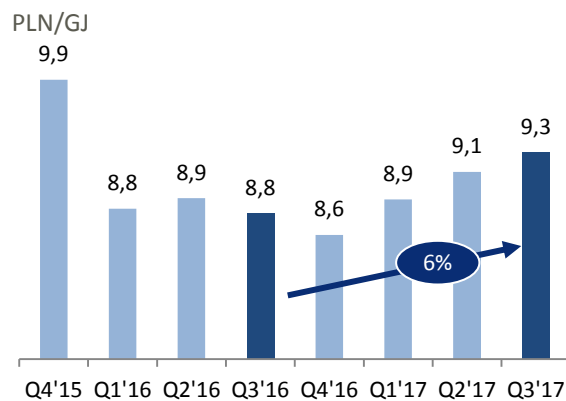
Presja kosztowa na RDN (droższy węgiel i CO2)

Pozwolenia do emisji CO₂
(EUA_Grudzień 17)



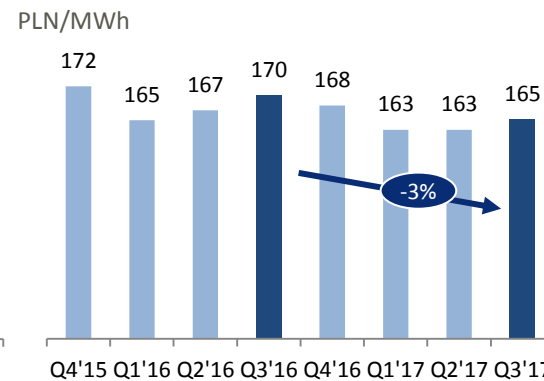
Źródło: Bloomberg

Węgiel kamienny (indeks PSCMI1)



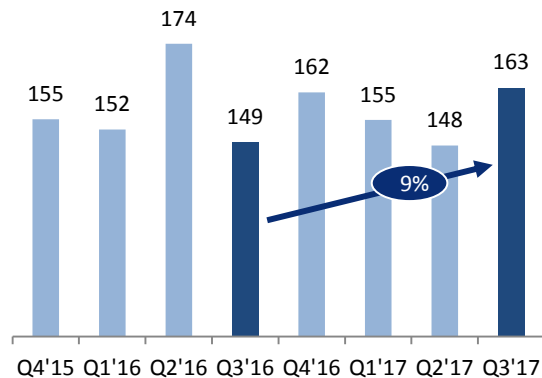
Źródło: ARP

Średnia cena hurtowa energii
zrealizowana przez PGE (segment EK)



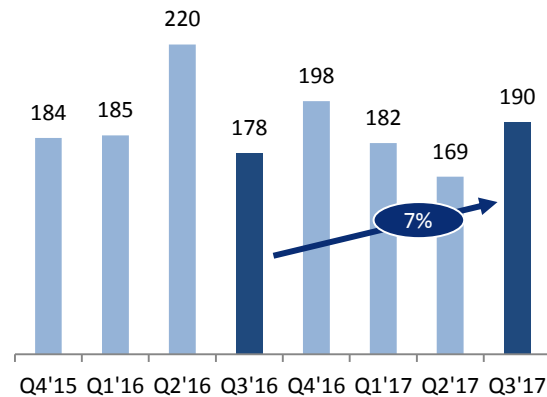
Średnie kwartalne ceny energii na TGE 2015-2017 (w PLN/MWh)

Rynek dnia następnego – podstawa



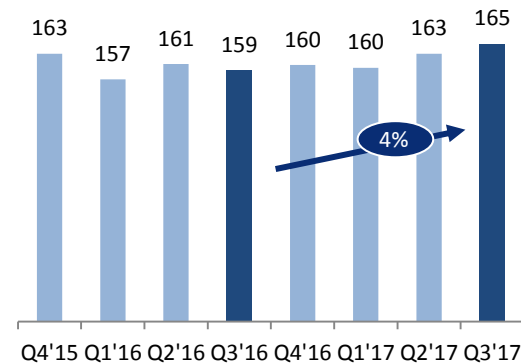
Źródło: TGE, fixing

Rynek dnia następnego – szczyt



Źródło: TGE, fixing

Kontrakty na kolejny rok – Base_16/17/18



Źródło: TGE

Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[mln PLN]	III kw. 2017	III kw. 2016	r/r	9M 2017	9M 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży	6 073	6 897	-12%	16 693	20 563	-19%
w tym rekompensaty KDT*	1 211	131	824%	1 211	384	215%
Powtarzalne przychody	4 862	6 766	-28%	15 482	20 179	-23%
EBITDA	2 663	1 643	62%	6 108	4 786	28%
EBITDA powtarzalna**	1 523	1 520	0%	4 889	4 401	11%
EBIT	1 883	895	110%	3 815	1 847	107%
EBIT powtarzalny**	780	805	-3%	2 675	2 302	16%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	1 463	656	123%	2 960	1 202	146%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy – bez odpisu***	1 493	682	119%	3 024	1 949	55%
CAPEX (po korektach)	1 598	1 907	-16%	4 193	5 597	-25%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	1 963	1 934	1%	5 245	4 791	9%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-1 379	-1 835	n/d	-1 970	-6 436	n/d
Marża EBITDA	44%	24%	20 p.p.	37%	23%	14 p.p.
Powtarzalna marża EBITDA	31%	22%	9 p.p.	32%	22%	10 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)****				2 907	3 293	
Dług netto/12 mies. EBITDA				0,49x	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

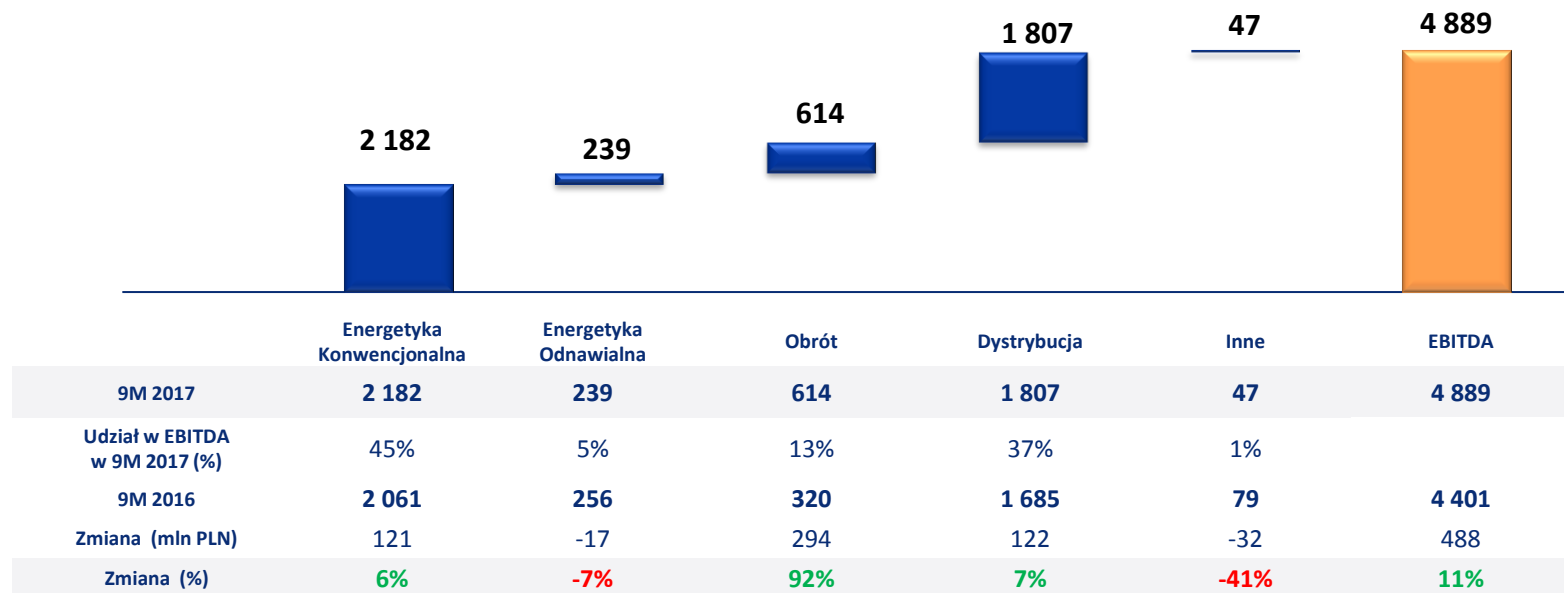
Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

[mln PLN]	III kw. 2017	III kw. 2016		9M 2017	9M 2016
Przychody z rekompensat KDT	1 211	131		1 211	384
Sprawy sądowe KDT	-14	0		69	148
Przeszacowanie PM w ZEDO	-57	0		-57	-118
Program Dobrowolnych Odejść	0	-8		-4	-29
Zdarzenia jednorazowe - poziom EBITDA	1 140	123		1 219	385
Odpisy aktywów trwałych (brutto)	-37	-33		-79	-840
Zdarzenia jednorazowe - poziom EBIT	1 103	90		1 140	-455

Do wyniku netto skorygowanego o odpisy:

Odpisy aktywów trwałych (netto)	-30	-26		-64	-747
---------------------------------	-----	-----	--	-----	------

Powtarzalny* zysk EBITDA za 9 miesięcy 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 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)

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

	649	70	192	585	27	1 523
	Energetyka Konwencjonalna	Energetyka Odnawialna	Obrót	Dystrybucja	Inne	EBITDA
III kw. 2017	649	70	192	585	27	1 523
Udział w EBITDA w III kw. 2017 (%)	43%	5%	13%	38%	2%	
III kw. 2016	755	51	112	568	34	1 520
Zmiana (mln PLN)	-106	19	80	17	-7	3
Zmiana (%)	-14%	37%	71%	3%	-21%	0%

Spadek wynika głównie z niższych wolumenów produkcji w węglu brunatnym. Produkcja realizowana w relatywnie większym stopniu na węglu kamiennym, w co skutkowało wyższym kosztem zakupu węgla.

Niższe przychody z tytułu uzyskanej ceny ograniczone niższą zrealizowaną ceną uprawnień do emisji CO2.

Ustabilizowanie się cen na rynku zielonych certyfikatów.

Wzrost EBITDA za sprawą zwiększonej produkcji z farm wiatrowych i wyższych przychodów z tytułu regulacyjnych usług systemowych.

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)

Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według źródeł

[TWh]	III kw. 2017	III kw. 2016	r/r	9M 2017	9M 2016	r/r
Elektrownie opalane węglem brunatnym	9,83	10,30	-5%	29,76	27,15	10%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,02	2,60	16%	7,83	8,07	-3%
Elektrociepłownie opalane węglem	0,08	0,09	-11%	0,60	0,62	-3%
Elektrociepłownie opalane gazem	0,23	0,19	21%	1,69	1,50	13%
Elektrociepłownie opalane biomasą	0,04	0,13	-69%	0,14	0,37	-62%
El. szczytowo-pompowe	0,08	0,06	33%	0,26	0,32	-19%
Elektrownie wodne	0,07	0,07	0%	0,33	0,31	6%
Elektrownie wiatrowe	0,23	0,18	28%	0,85	0,70	21%
SUMA	13,58	13,62	0%	41,46	39,04	6%
Produkcja z OZE	0,38	0,48	-21%	1,42	1,66	-14%
w tym współspalanie biomasy	0,04	0,10	-60%	0,10	0,28	-64%
 Sprzedaż do odbiorców finalnych	9,93	10,48	-5%	29,73	31,94	-7%
Dystrybucja	8,70	8,52	2%	26,20	25,43	3%

26 Nakłady inwestycyjne

Segment (mln PLN)	III kw. 2017	III kw. 2016	r/r	9M 2017	9M 2016	r/r
Energetyka Konwencjonalna	1 135	1 454	-22%	3 041	4 309	-29%
Dystrybucja, w tym:	431	422	2%	1 060	1 135	-7%
Przyłączanie nowych odbiorców	133	141	-6%	359	409	-12%
Linie dystrybucyjne	221	189	17%	495	495	0%
Energetyka Odnawialna, w tym:	21	18	17%	49	113	-57%
Modernizacje i odtworzenie	14	18	-22%	29	39	-26%
Obrót i pozostałe	36	41	-12%	94	116	-19%
SUMA	1 623	1 935	-16%	4 244	5 673	-25%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	1598	1 907	-16%	4 193	5 597	-25%

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna

[mln PLN]	III kw. 2017	III kw. 2016	r/r	9M 2017	9M 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 748	2 879	30%	9 398	8 531	10%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 345	2 511	-7%	7 130	7 218	-1%
Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT	1 211	131	824%	1 211	384	215%
Przychody ze sprzedaży ciepła	87	81	7%	494	476	4%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii	-35	37	n/d	164	113	45%
Koszty rodzajowe, w tym:	2 417	2 396	1%	7 348	7 274	1%
Amortyzacja	439	411	7%	1 256	1 124	12%
Zużycie materiałów	588	527	12%	1 828	1 906	-4%
Zużycie energii	3	4	-25%	8	19	-58%
Usługi obce	285	267	7%	791	777	2%
Podatki i opłaty	423	514	-18%	1 361	1 360	0%
Koszty osobowe	634	637	0%	2 004	1 994	1%
Pozostałe koszty	45	36	25%	100	94	6%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 981	1 955	1%	6 061	5 887	3%
Koszt własny sprzedaży	2 155	2 171	-1%	6 621	6 664	-1%
EBIT	1 378	500	176%	2 233	1 415	58%
EBITDA	1 789	878	104%	3 401	2 446	39%

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	III kw. 2017	III kw. 2016	r/r	9M 2017	9M 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	161	126	28%	530	496	7%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	73	59	24%	272	240	13%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii	23	9	156%	69	70	-1%
Koszty rodzajowe, w tym:	159	142	12%	491	1 256	-61%
Amortyzacja	66	64	3%	198	989	-80%
Zużycie materiałów	1	1	0%	3	4	-25%
Zużycie energii	22	17	29%	73	80	-9%
Usługi obce	26	24	8%	80	75	7%
Podatki i opłaty	23	14	64%	72	43	67%
Koszty osobowe	18	18	0%	55	55	0%
Pozostałe koszty	3	3	0%	9	10	-10%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	141	126	12%	433	1 169	-63%
Koszt własny sprzedaży	142	126	13%	436	1 171	-63%
EBIT	4	-13	n/d	41	-733	n/d
EBITDA	70	51	37%	239	256	-7%

Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	III kw. 2017	III kw. 2016	r/r	9M 2017	9M 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 552	1 445	7%	4 727	4 366	8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 475	1 370	8%	4 514	4 145	9%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	52	49	6%	135	143	-6%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 279	1 176	9%	3 860	3 577	8%
Amortyzacja	288	279	3%	868	839	3%
Zużycie materiałów	16	17	-6%	48	50	-4%
Zużycie energii	88	88	0%	288	324	-11%
Usługi obce	526	450	17%	1 554	1 300	20%
Podatki i opłaty	100	93	8%	304	284	7%
Koszty osobowe	256	245	4%	784	764	3%
Pozostałe koszty	4	4	0%	12	13	-8%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 216	1 102	10%	3 612	3 335	8%
Koszt własny sprzedaży	1 216	1 102	10%	3 612	3 335	8%
EBIT	297	289	3%	939	846	11%
EBITDA	585	568	3%	1 807	1 685	7%

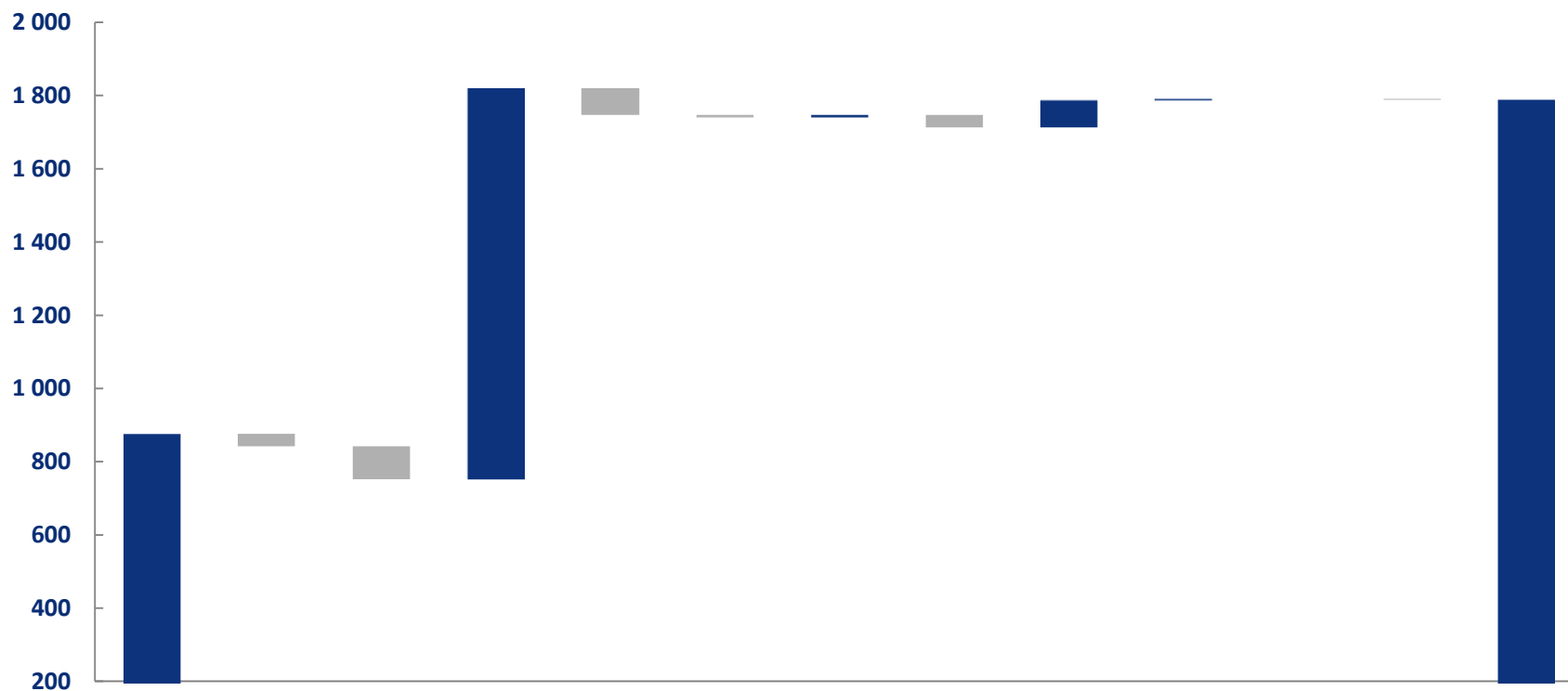
Przychody i koszty segmentu

Obrót

[mln PLN]	III kw. 2017	III kw. 2016	r/r	9M 2017	9M 2016	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 610	3 785	-5%	11 240	11 832	-5%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 330	2 419	-4%	7 078	7 361	-4%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	994	948	5%	3 046	2 873	6%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO ₂ *	41	203	-80%	260	744	-65%
Koszty rodzajowe, w tym:	328	385	-15%	999	1 188	-16%
Amortyzacja	7	6	17%	20	20	0%
Zużycie materiałów	1	1	0%	3	4	-25%
Zużycie energii	0	1	n/d	2	2	0%
Usługi obce	49	50	-2%	148	155	-5%
Podatki i opłaty	185	243	-24%	568	746	-24%
Koszty osobowe	65	63	3%	205	195	5%
Pozostałe koszty	20	20	0%	52	66	-21%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	34	29	17%	94	94	0%
Koszt własny sprzedaży	3 120	3 327	-6%	9 719	10 433	-7%
EBIT	185	105	76%	594	300	98%
EBITDA	192	112	71%	614	320	92%

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

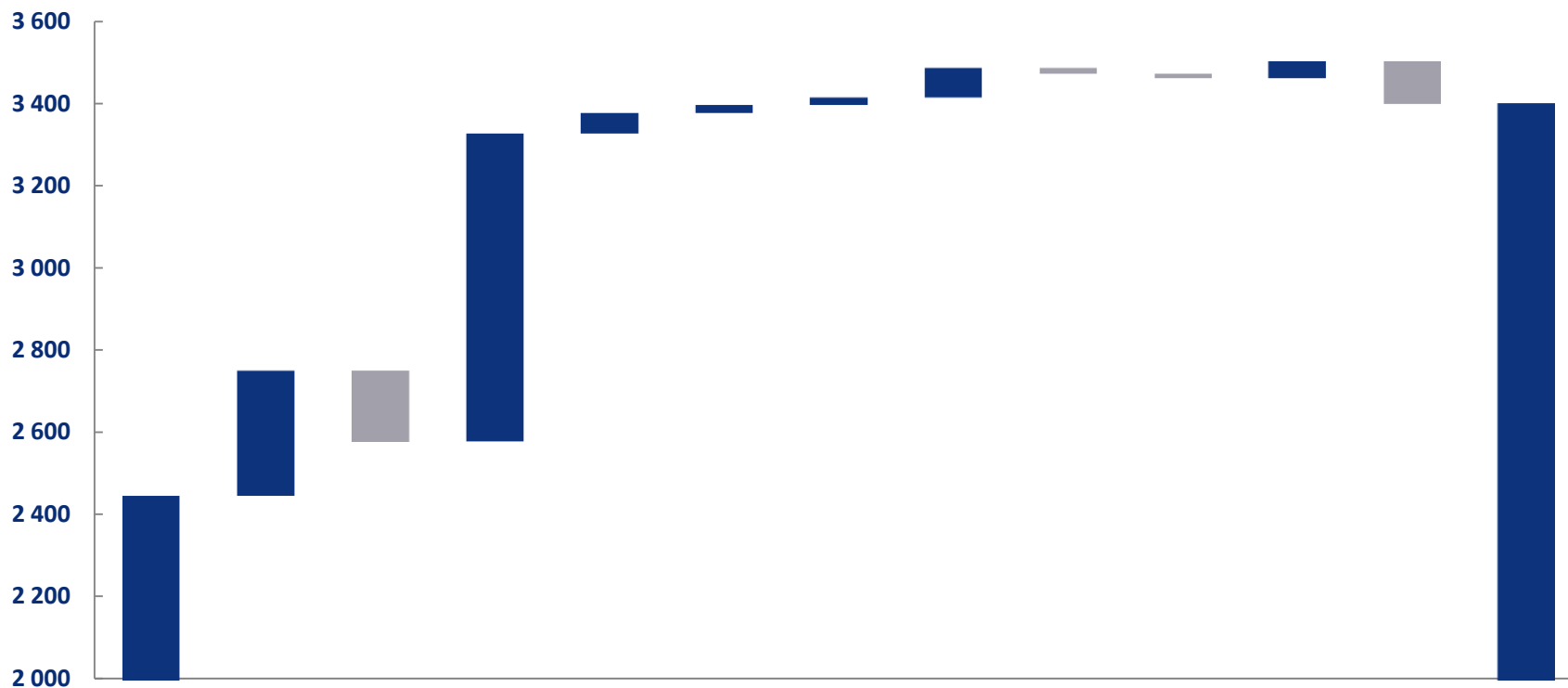
Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w III kw. 2017



Odchylenie
EBITDA
III kw. '16
EBITDA
III kw.'17

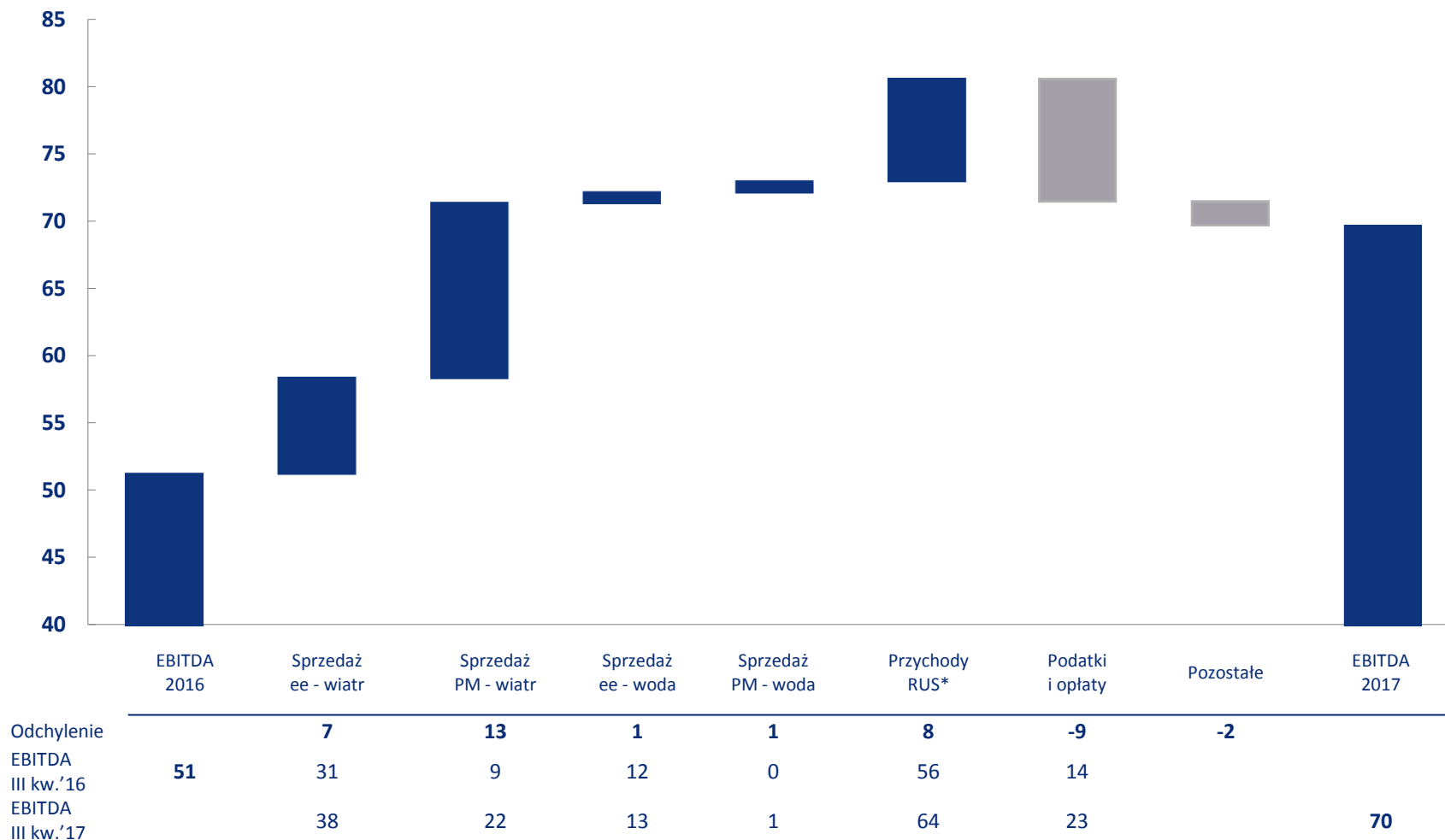
EBITDA 2016	Marża ee - ilość	Marża ee - cena	Rekompensaty KDT	Sprzedaż PM	Przychody RUS	Sprzedaż ciepła	Koszty paliw	Koszty CO2	Koszty osobowe	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA 2017
878	-34	-89	1066	-72	-7	6	-33	74	3	1	-4	1789
	2 305		131	37	67	81	385	330	637		227	
	2 182		1 197	-35	60	87	418	256	634		223	1 789

Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w 9M 2017



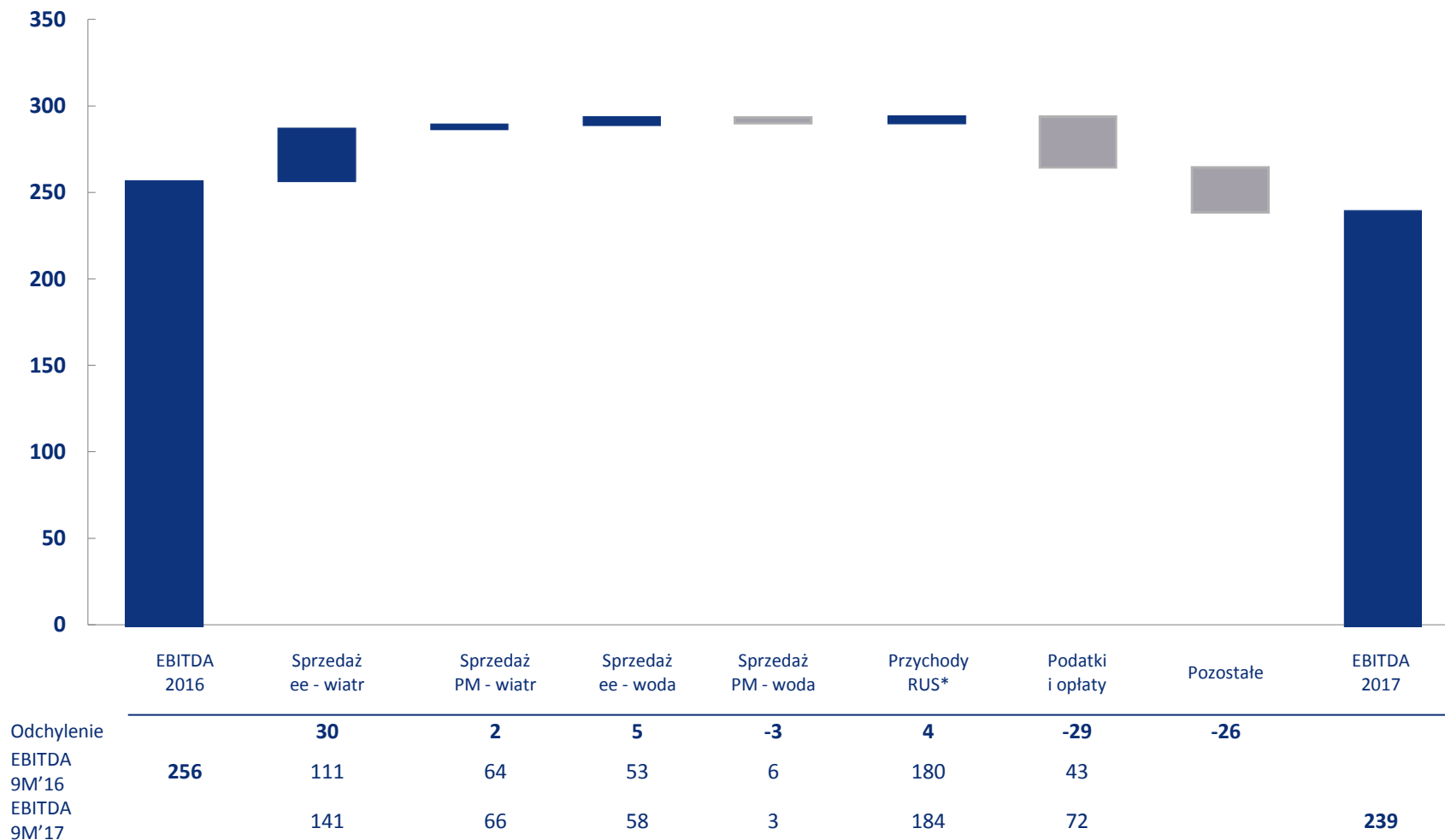
	EBITDA 2016	Marża ee - ilość	Marża ee - cena	Rekompensaty KDT	Sprzedaż PM	Przychody RUS	Sprzedaż ciepła	Koszty paliw	Koszty CO2	Koszty osobowe	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA 2017
Odchylenie EBITDA 9M'16	2 446	305	-172	748	51	20	18	72	-15	-10	41	-103	
EBITDA 9M'17		6 469		532	113	192	476	1 459	829	1 994		719	
		6 602		1 280	164	212	494	1 387	844	2 004		616	3 401

Energetyka Odnawialna – EBITDA w III kw. 2017



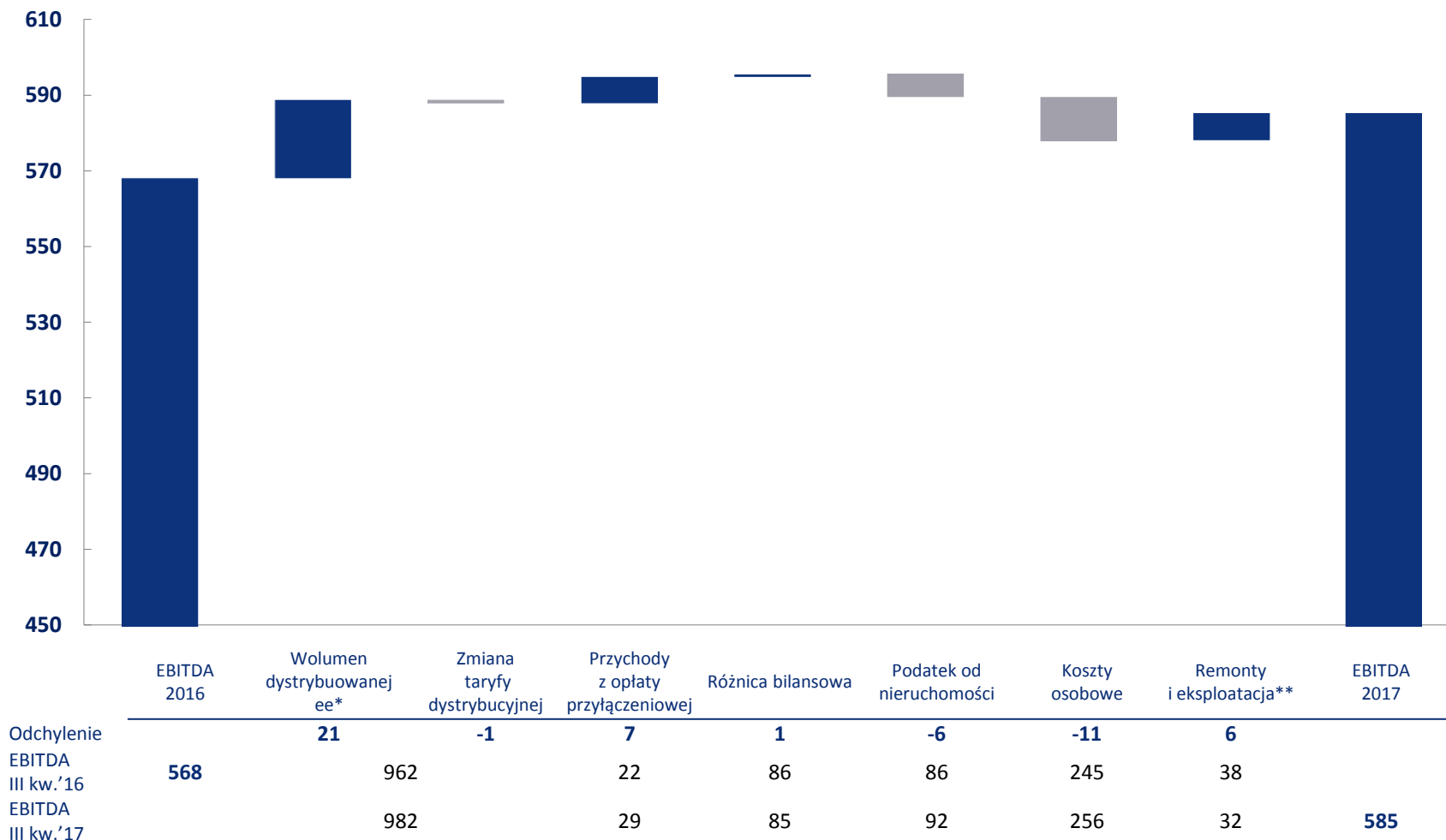
* Z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB nie mających wpływu na wynik EBITDA

Energetyka Odnawialna – EBITDA w 9M 2017



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

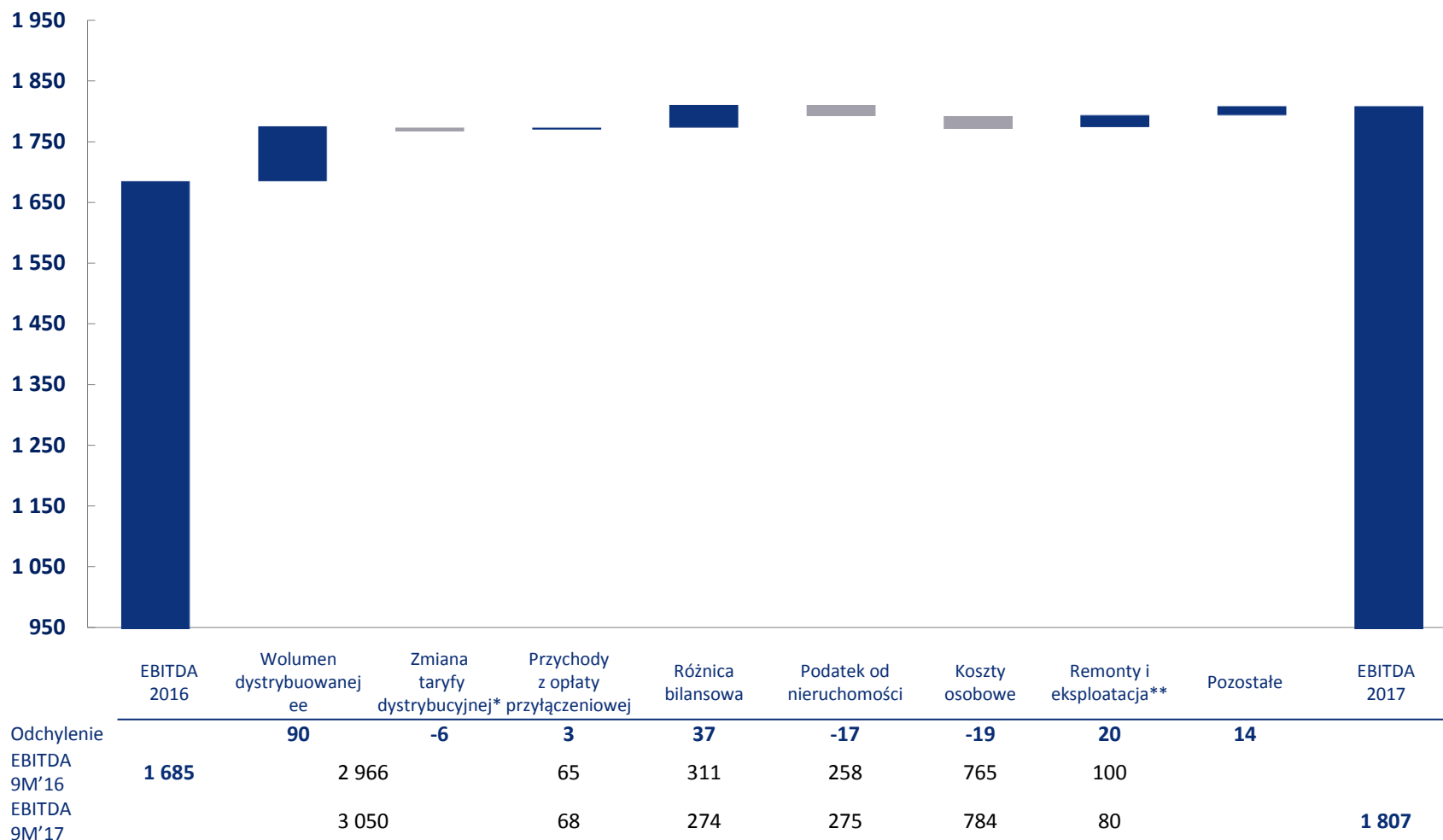
Dystrybucja – EBITDA w III kw. 2017



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

** Koszty materiałów oraz usług remontowo-eksploatacyjnych

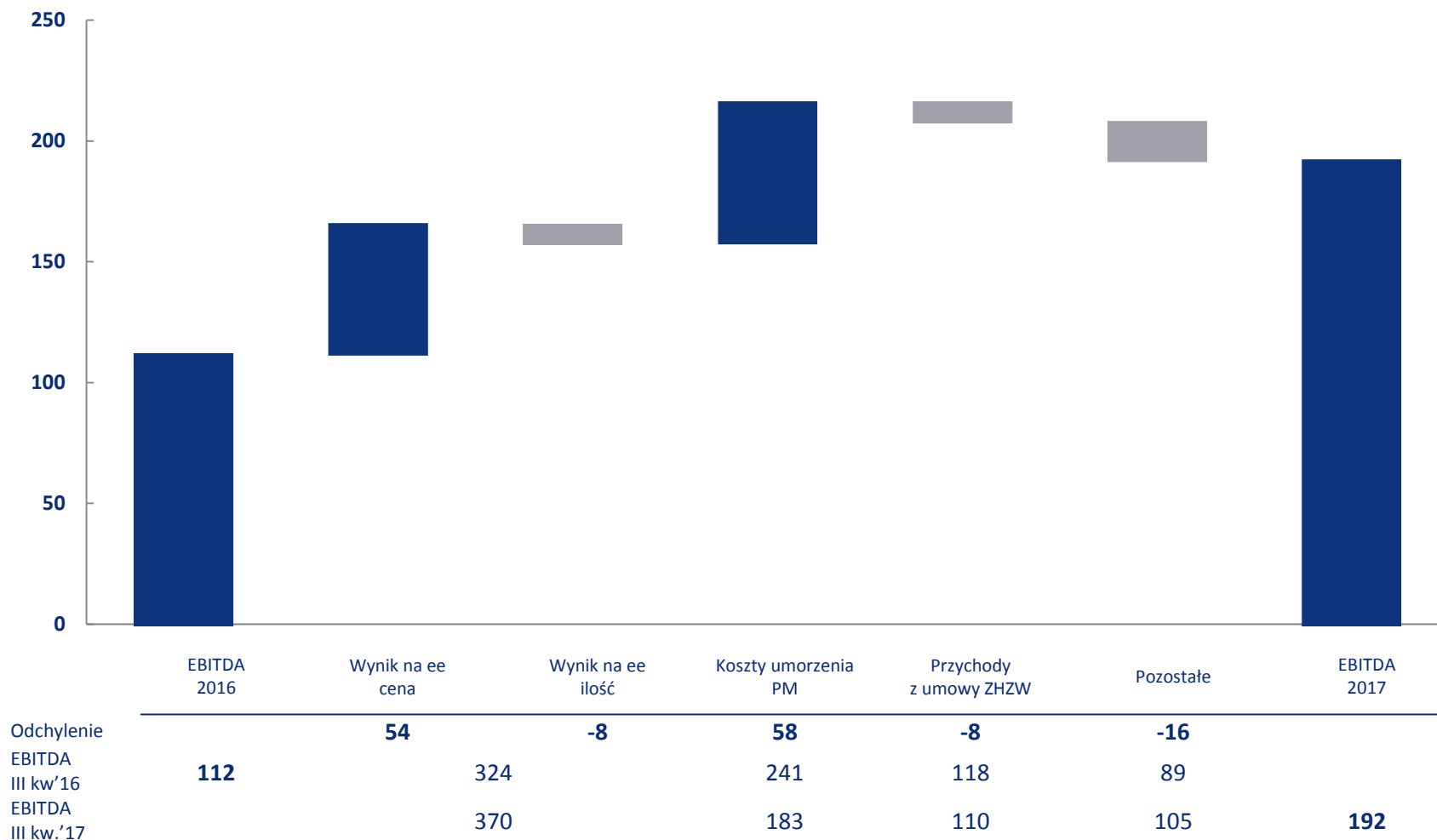
Dystrybucja – EBITDA w 9M 2017



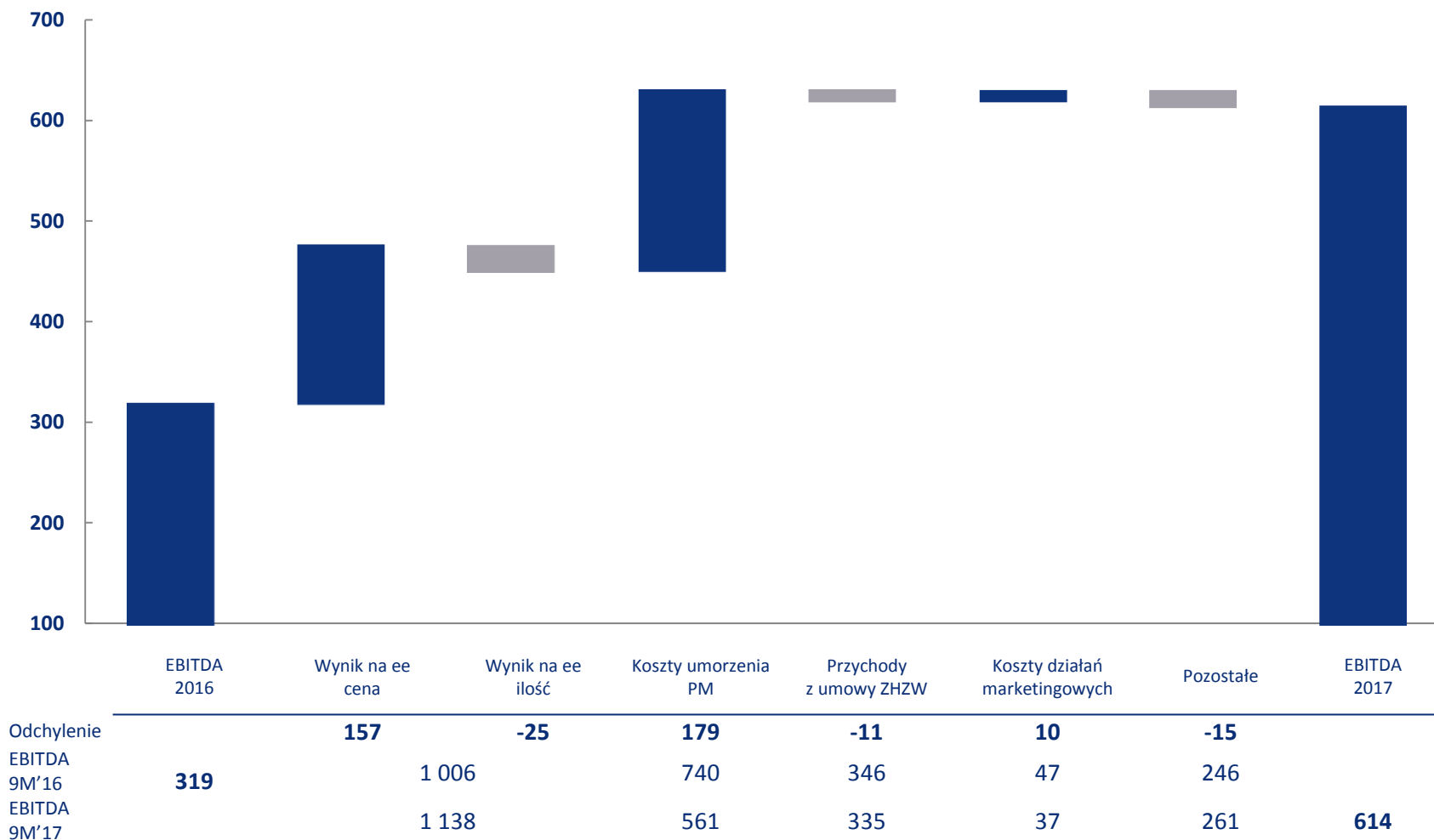
* Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

** Koszty materiałów oraz usług remontowo-eksploatacyjnych

Obrót – EBITDA w III kw. 2017

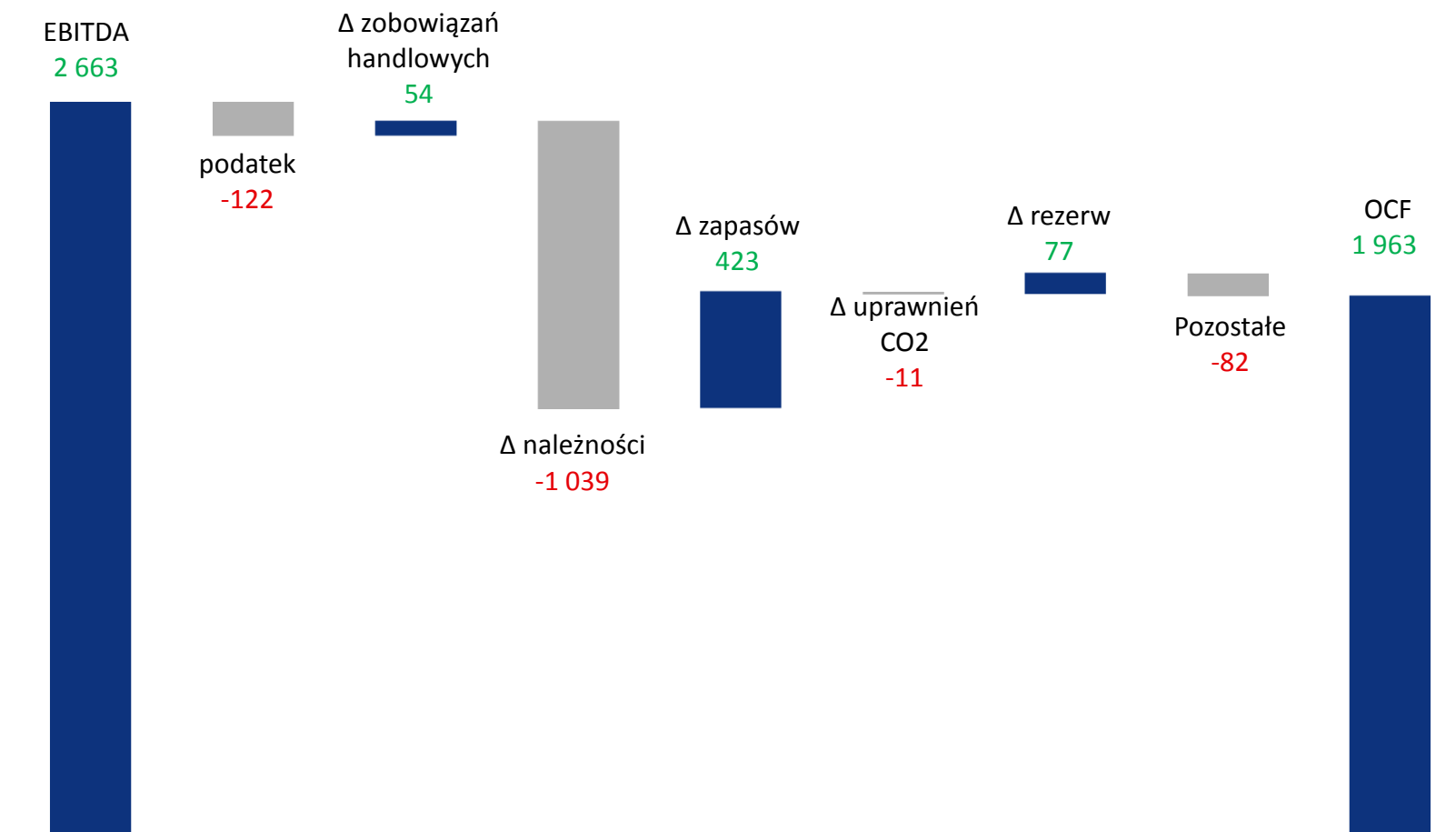


Obrót – EBITDA w 9M 2017



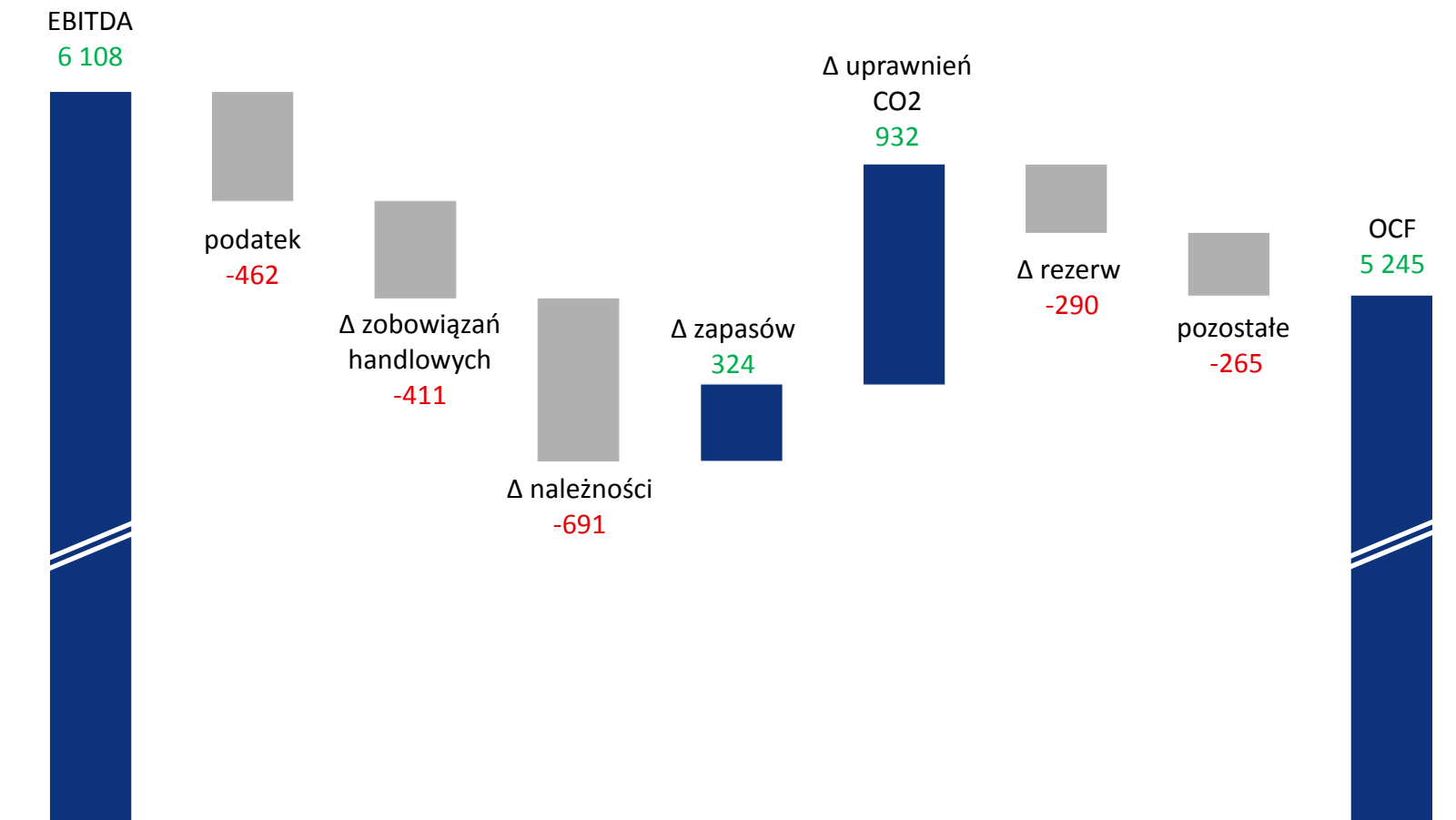
EBITDA vs. Cash Flow Operacyjny

III kw. 2017



EBITDA vs. Cash Flow Operacyjny

9M 2017



Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

[mln PLN]	III kw. 2017	III kw. 2016		9M 2017	9M 2016	
Operacyjne	1 963	1 934		5 245	4 791	
Inwestycyjne	-1 379	-1 835		-1 970	-6 436	
Finansowe	-98	3 574		-340	3 928	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	486	3 673		2 935	2 283	



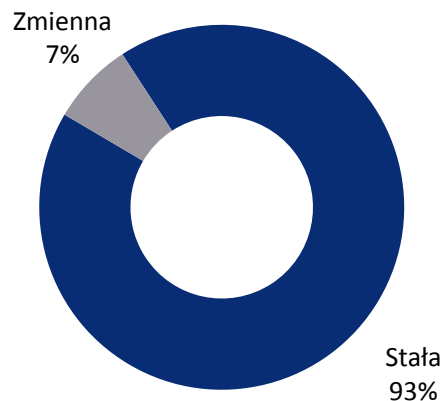
Dane z bilansu skonsolidowanego

[mln PLN]	B.Z. III kw. 2017	B.O. III kw. 2017	Δ III kw. 2017	B.Z. 9M 2017	B.O. 9M 2017	Δ 9M 2017
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	5 603	5 117	486	5 603	2 669	2 934
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	9	8	1	9	2 300	-2 291
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-98	-82	-15	-98	-107	9
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	5 514	5 042	472	5 514	4 862	652
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-1 358	-1 392	34	-1 358	-411	-947
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-8 434	-8 368	-66	-8 434	-9 603	1 169
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-9 792	-9 760	-31	-9 792	-10 014	222
Zadłużenie finansowe netto	-4 277	-4 718	441	-4 277	-5 152	875

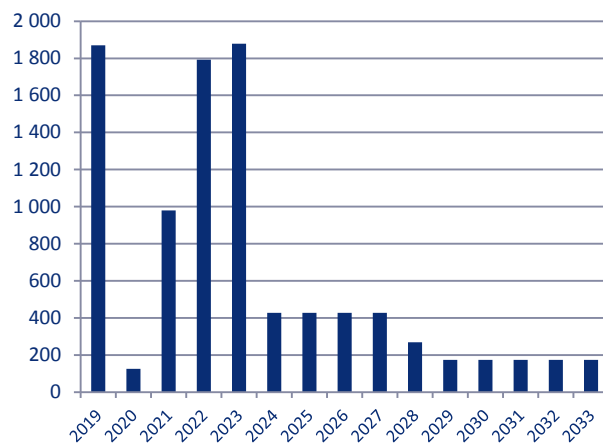
* Zobowiązania zaprezentowane są ze znakiem ujemnym, przez wzgląd na arytmetyczną spójność między bilansem a cash flow

Struktura długu oraz płynność (stan na 30.09.2017)

Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

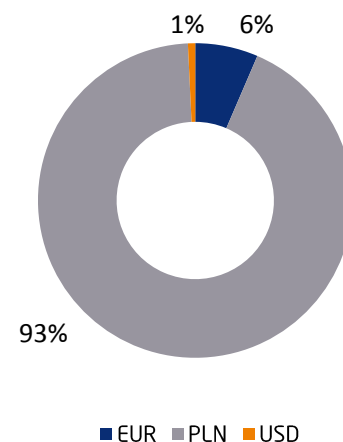


Harmonogram spłaty kredytów bankowych (w mln PLN)*



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

Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia*



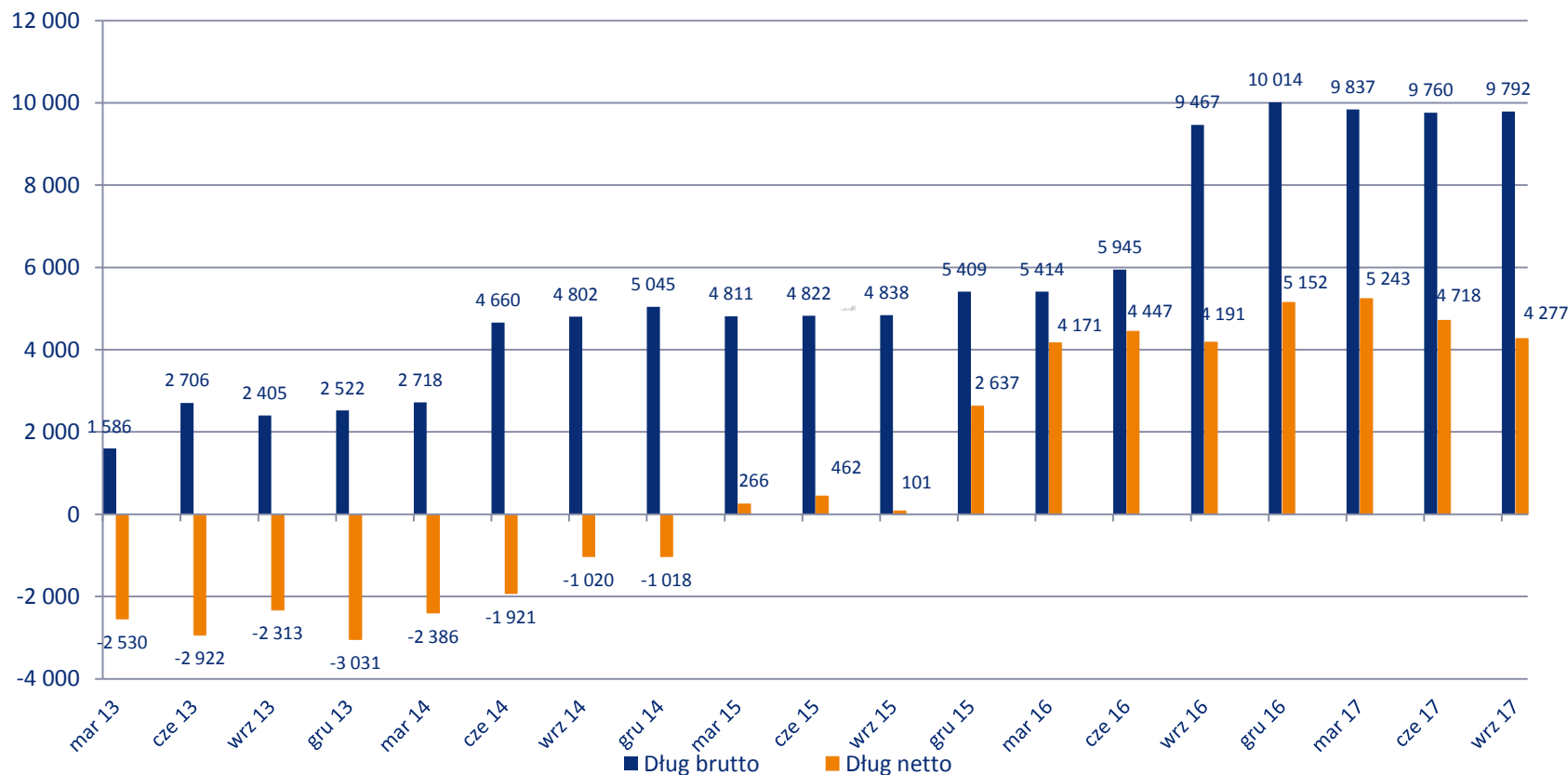
* Po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających

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

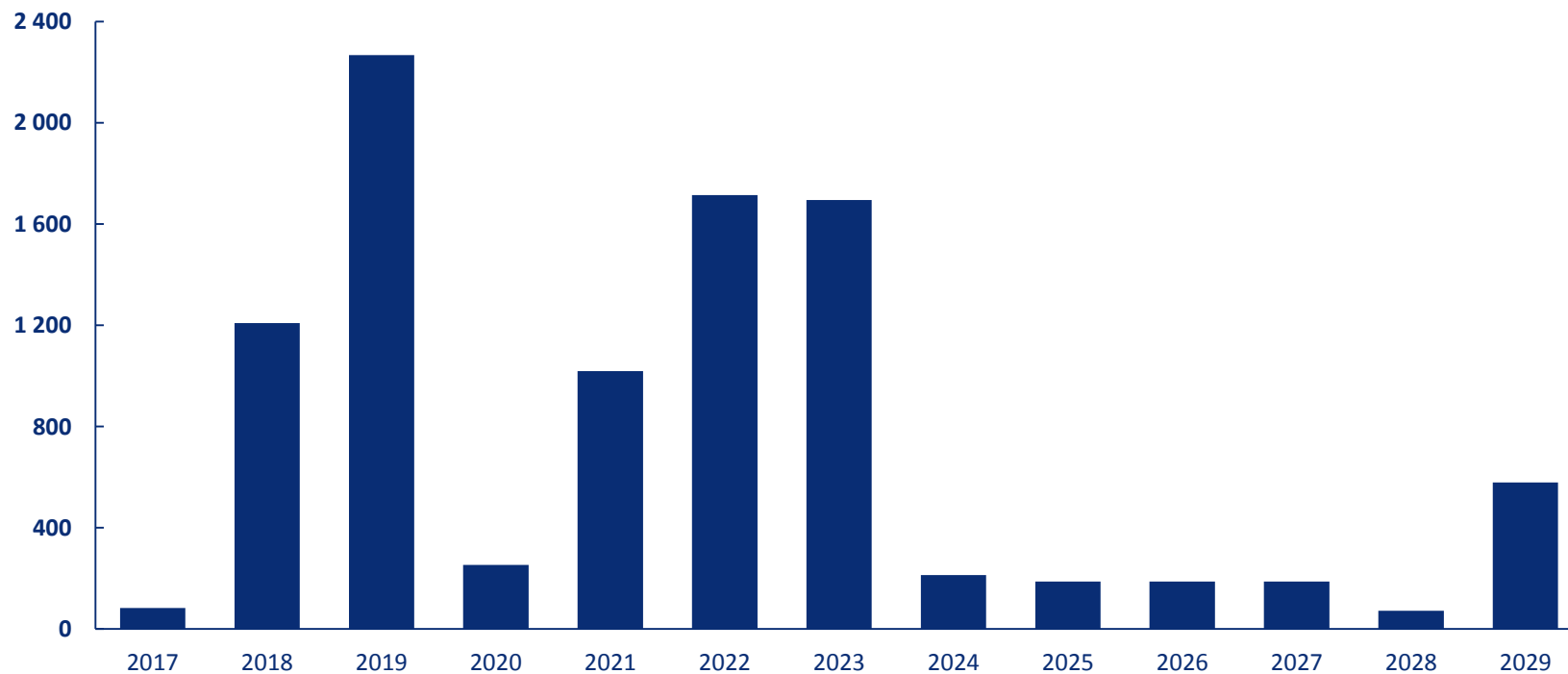
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



- ✓ 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 września 2017 r.



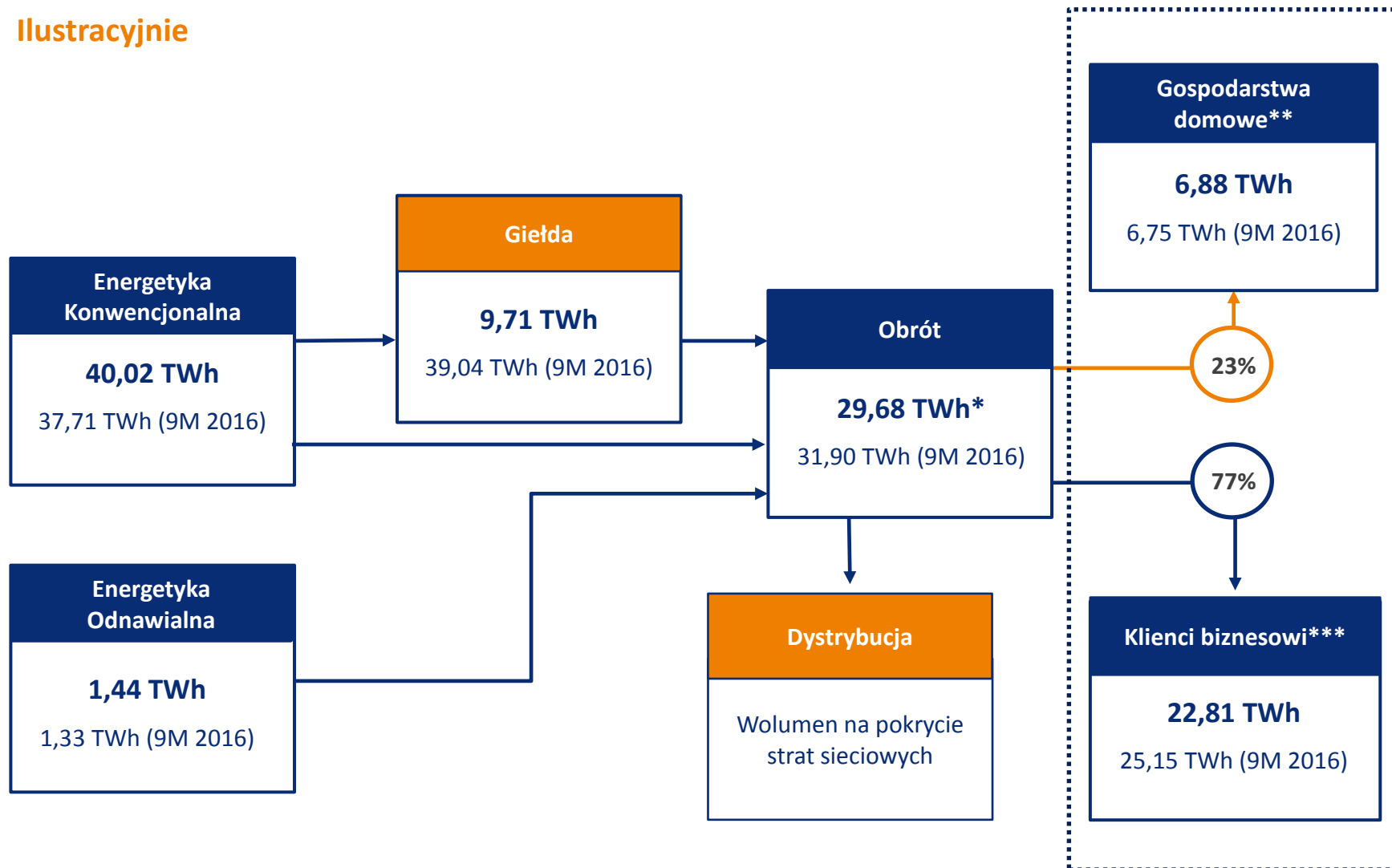
Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	III kw. 2017 r.	I pół. 2017 r.
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	9 792
	Zadłużenie netto (mln PLN)	4 277
	Dług netto/12M EBITDA	0,49x
	Dług netto/Kapitał własny	0,09x

	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	24 października 2017
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia	BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu	4 sierpnia 2011
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	24 października 2017
	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 9M 2017

Ilustracyjnie

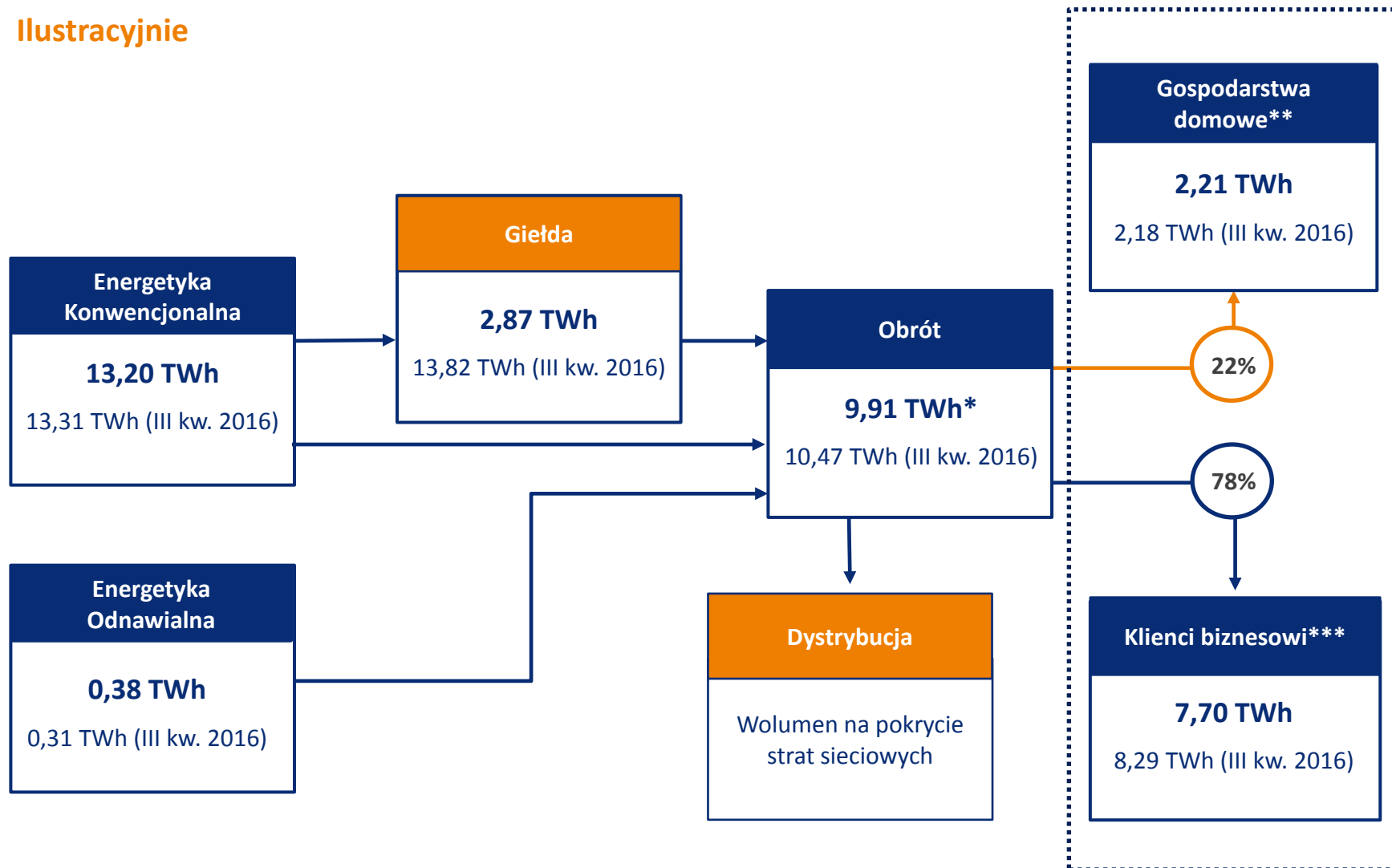


* Sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

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

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w III kw. 2017

Ilustracyjnie

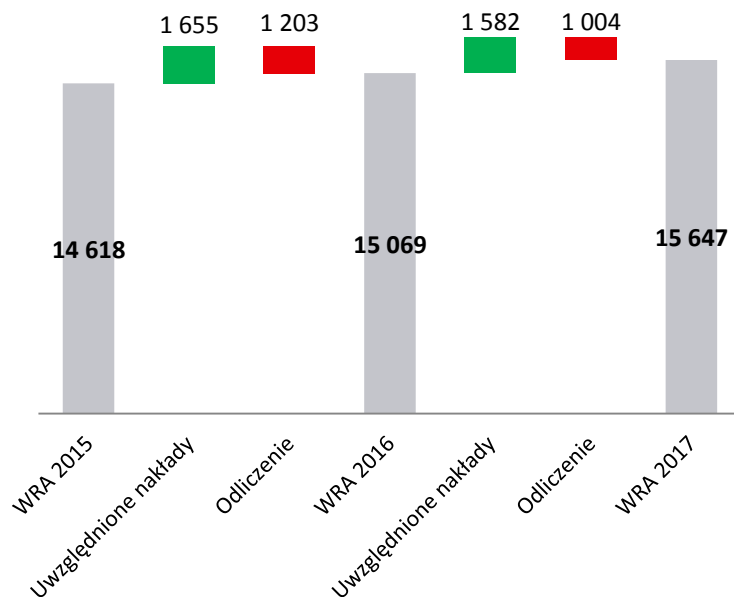


* Sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

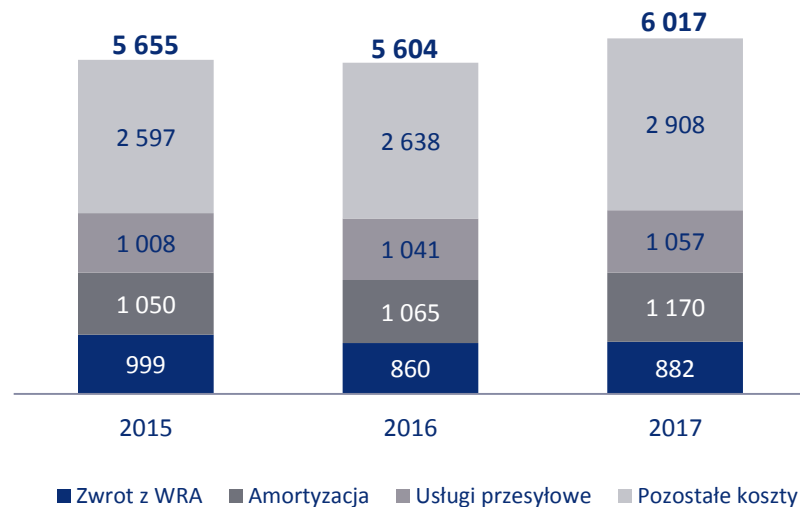
Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

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 III kw. 2017 r. (w 9 miesiącach 2017 r.) instalacje PGE wyemitowały 14,49 mln (43,56 mln) ton CO₂. Całkowite koszty związane z emisją CO₂ w III kw. 2017 r. (w 9 miesiącach 2017 r.) wyniosły ok. 255 mln zł (844 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	224
Przyznane nieodpłatnie	20	-
Umorzenie	-56	-1 156
Stan na dzień 30 września 2017 r.	59	1 417

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

Stan na dzień 1 stycznia 2017 r.	1 154
Umorzenie	-1 156
Rozwiązanie rezerwy	-
Rezerwy utworzone w 9 miesiącach 2017 r.	844
Pozostałe zmiany	2
Stan na 30 września 2017 r.	844

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

	9 miesiącach 2017 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	12 066
Podatki i opłaty	2 325

Rekompensaty KDT

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.

Proces ustalenia wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych zakończył się 25 sierpnia 2017 roku. Zgodnie z decyzją Prezesa URE, wysokość korekty końcowej kosztów osieroconych dla PGE GiEK S.A. wyniosła (+) 938 mln PLN.

Z powodu braku kwestii spornych w powyższych procesach, wydane decyzje przez Prezesa URE ostatecznie zakończyły uczestnictwo wytwórców PGE GiEK w systemie rekompensat.

Informacja o sytuacji finansowej i operacyjnej Polskiej Grupy Górniczej*

[Dane raportowane wg. PSR]**	Jednostka	III kw. 2017	9M 2017	H1 2017
Wydobycie węgla	tys. ton	7 704	20 415	12 711
Sprzedaż węgla	tys. ton	7 372	19 958	12 586
Przychody ze sprzedaży	mln zł	2 169	5 886	3 717
Wynik ze sprzedaży	mln zł	154	301	147
EBIT	mln zł	102	195	93
Zysk netto	mln zł	44	52	8
EBITDA	mln zł	466	1 174	708
CAPEX	mln zł	311	822	511

* Grupa PGE posiada 15,76% udziałów w akcjonariacie PGG.

** Przedstawione dane obejmują wyniki 4 kopalni nabytych od KHW w dniu 1 kwietnia 2017, uwzględnione proporcjonalnie do okresu, w jakim jednostki te należą do PGG. Dla porównania, łączne wydobycie węgla po 9 miesiącach 2017 w kopalniach wchodzących obecnie w skład PGG (z uwzględnieniem produkcji w kopalniach przejętych z KHW w I kwartale 2017 czyli jeszcze poza strukturami PGG) wyniosło 22,2 mln ton (zamiast ww. 20,4 mln ton).

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych za 9 miesięcy oraz za I półrocze 2017 dostarczonych przez jednostkę stowarzyszoną. Dane szacunkowe, nieaudytowane. Brak porównywalnych danych dla analogicznych okresów 2016.

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

