

Wyniki finansowe i operacyjne za IV kwartał i rok 2018

12 marca 2019 roku



Agenda

✓ Ryszard Wasilek – Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych

- Podsumowanie
- PGE w procesie zmiany
- Inwestycje

✓ Emil Wojtowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

- Sytuacja na rynku energii elektrycznej
- Wyniki finansowe
- Wyniki operacyjne
- Perspektywy na rok 2019



Główne wydarzenia



Ryszard Wasilek

Wiceprezes Zarządu



Podsumowanie 2018 roku

Wyniki finansowe

- EBITDA: **6,4 mld PLN** (-17%)
- EBITDA powtarzalna: **6,7 mld PLN** (+3%)
- Zysk netto: **1,5 mld PLN** (-42%)

Wyniki operacyjne

- Produkcja: **65,9 TWh** (+16%)
- Dystrybucja: **36,4 TWh** (+3%)
- Sprzedaż detaliczna: **42,57 TWh** (+5%)
- Sprzedaż ciepła: **49,7 PJ** (+100%)

PGE jako lider polskiej energetyki

- Rekordowa produkcja energii elektrycznej, ugruntowująca pozycję lidera rynku wytwarzania energii elektrycznej
- Systematyczny wzrost dystrybuowanego wolumenu energii elektrycznej
- Utrzymanie pozycji lidera rynku detalicznego
- Budowa segmentu ciepłownictwa - skokowy wzrost produkcji i sprzedaży ciepła

PGE w procesie zmiany

Lider transformacji energetycznej

Najważniejsze włączenia*

El. Opole
1800 MW
(0,7)

Farmy wiatrowe
~100 MW
(0,0)
El. Turów
~500 MW
(0,9)

Fotowoltaika
~100 MW
(0,0)

EC Czechnica
blok CCGT
~170 MW
(0,2)

El. Dolna Odra
bloki CCGT
~1400 MW
(0,3)

Morska
farma wiatrowa
~1000 MW
(0,0)

El. Rybnik
blok CCGT
~700 MW
(0,3)

Morskie
farmy wiatrowe
~1500 MW
(0,0)

Wskaźnik
emisyjności
netto PGE

0,88

0,85

0,78

Najważniejsze wyłączenia*

El. Bełchatów
370 MW
(1,2)

El. Dolna Odra
454 MW
(1,0)

El. Rybnik
450 MW
(1,0)

Koniec wsparcia z rynku mocy dla istniejących jednostek węglowych – przegląd portfolio wytwórczego

*Jednostka wytwórcza
Moc elektryczna brutto
(emisyjność netto tCO₂/MWh)

Projekty strategiczne Grupy PGE – Projekt Opole



Projekt Opole II – budowa bloków o mocy 1 800 MW

Moc osiągalna: 2 x 900 MWe

Sprawność: 45,5%

Paliwo: węgiel kamienny

Emisyjność: 0,742 t CO₂/MWh

Nakłady inwestycyjne: 9,2 mld PLN z 11 mld PLN

Zaawansowanie prac: ok. 96%

Przewidywany termin zakończenia inwestycji:

Blok 5 - 15 czerwca 2019 roku

Blok 6 - 30 września 2019 roku

Postęp prac:

Blok 5

- w listopadzie 2018 roku rozpoczął się rozruch gorący
- w styczniu 2019 roku blok zsynchronizowany z KSE - wyprodukowano pierwszą energię elektryczną
- rozpoczął się ruch regulacyjny bloku - próby i testy przy różnych obciążeniach bloku
- w lutym 2019 roku blok po raz pierwszy pracował mocą 931 MW (powyżej mocy znamionowej bloku)

Blok 6

- prowadzone są końcowe prace montażowe oraz rozpoczęły się prace uruchomieniowe urządzeń bloku
- układy elektryczne przygotowywane są do podania napięcia z KSE na transformatory wyprowadzenia mocy z bloku

Projekty strategiczne Grupy PGE – Projekt Turów



Projekt Turów – budowa bloku o mocy 490 MW

Moc osiągalna: 490 MWe

Sprawność: 43,1%

Paliwo: węgiel brunatny

Emisyjność: 0,914 t CO₂/MWh

Nakłady inwestycyjne: 2,6 mld PLN z 4 mld PLN

Zaawansowanie prac na terenie budowy:
ok. 84%

Przewidywany termin zakończenia inwestycji:
I półrocze 2020 roku

Postęp prac:

- Próba ciśnieniowa kotła z wynikiem pozytywnym
- Pozytywne zakończenie próby pozwala na przejście z fazy prac montażowych w fazę rozruchu bloku
- Rozruch instalacji w obszarze zadań towarzyszących

Morskie farmy wiatrowe

Aspiracje PGE

2,5 GW

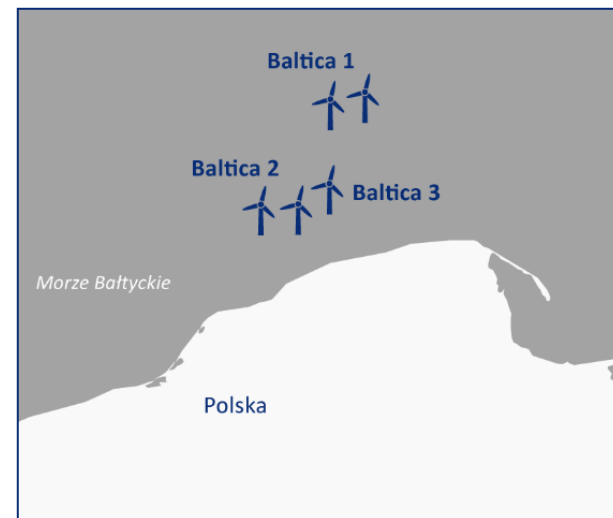
- Obszar Baltica 3 - umowa przyłączeniowa na 1 045 MW
- Obszar Baltica 2 - techniczne warunki przyłączenia na 1 498 MW
- Potencjalny udział partnerów w projekcie

1 – 2 GW

- Obszar Baltica 1
- Potencjalne inne projekty

<2030

>2030



Założenia techniczne (Baltica 2 i Baltica 3)

- **Moc łączna:** 2,5 GW
- **Moc turbiny:** 10 MW (scenariusz bazowy), do 13 MW
- **Odległość od brzegu:** ok. 35 km
- **Głębokość:** 23-50 m

Harmonogram projektu pierwszej farmy wiatrowej

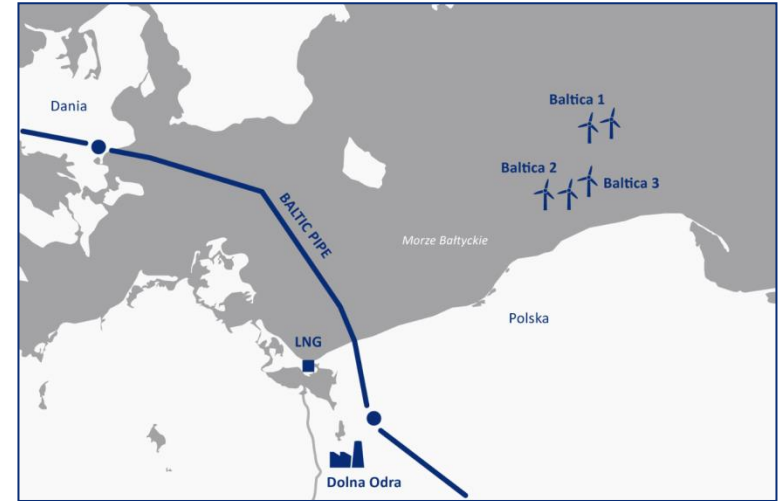
III kw. 2019	Decyzja środowiskowa dla farmy wiatrowej
III kw. 2019	Zamknięcie procesu sprzedaży 50% udziałów
III kw. 2022	Pozwolenie na budowę
III kw. 2022	Rozpoczęcie procesu wyboru dostawców
III kw. 2023	Decyzja inwestycyjna
II kw. 2025	Podanie napięcia
II kw. 2026	Rozpoczęcie działalności handlowej

Bloki gazowo-parowe w Elektrowni Dolna Odra

Impuls rozwojowy w regionie

1,4 GW

- Zapewnione paliwo gazowe dzięki bliskości terminala LNG oraz trasie Baltic Pipe (planowe uruchomienie IV kw. 2022)
- Spodziewane przychody z rynku mocy (potencjalnie 17 lat) jako gwarancja zwrotu z inwestycji
- Elastyczne bilansowanie systemu – jedyna elektrownia w północno-zachodniej Polsce, głównym obszarze rozwoju farm wiatrowych



Założenia techniczne

- Bloki CCGT klasy H/J
- Moc łączna netto: 1 400 MW (2x 700 MW)
- Sprawność netto: ok. 61%
- Emisyjność CO₂: ok. 0,3 t CO₂/MWh

Harmonogram projektu*

Styczeń 2019	Zgłoszenie bloków w certyfikacji ogólnej rynku mocy na rok 2024
II kw. 2019	Rozpoczęcie procesu wyboru generalnego wykonawcy
Grudzień 2019	Aukcja główna rynku mocy na rok 2024
Grudzień 2019	Decyzja inwestycyjna
IV kw. 2019/ I kw. 2020	Wybór generalnego wykonawcy
IV kw. 2023	Uruchomienie

*Harmonogram projektu uzależniony od terminu realizacji przyłącza gazowego

Podsumowanie inwestycji w 2018 roku

2 353 mln PLN

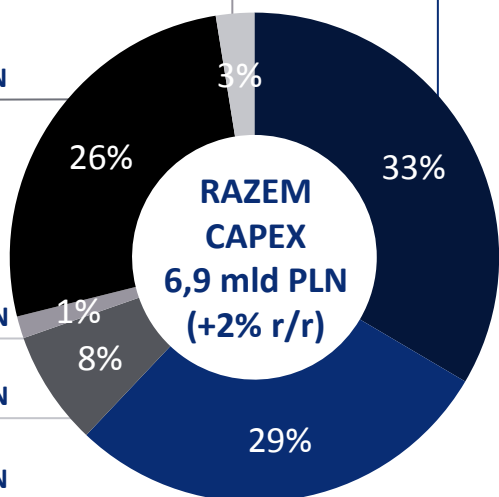
178 mln PLN

1 853 mln PLN

103 mln PLN

533 mln PLN

2 009 mln PLN



CAPEX w Energetyce Konwencjonalnej I Energetyce Odnawialnej (moce produkcyjne) oraz Dystrybucji

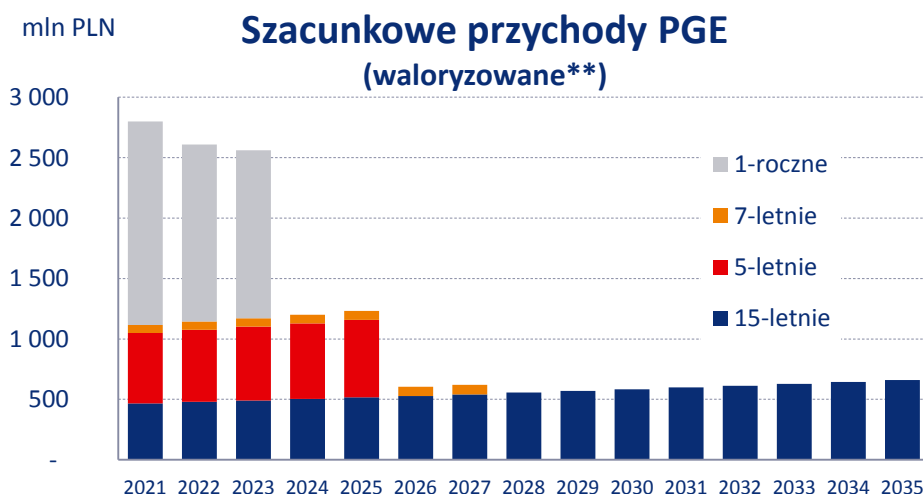


- Energetyka Konwencjonalna - nakłady w segmencie zdominowane przez projekty w Opolu i Turowie
- Energetyka Odnawialna - nakłady z przewagą modernizacji w elektrowniach szczytowo- pompowych i małych elektrowniach wodnych
- Dystrybucja - niemal 70% nakładów to CAPEX na sieci średniego i niskiego napięcia oraz przyłączenia nowych odbiorców

Wyniki aukcji rynku mocy

Gwarant transformacji i bezpieczeństwa energetycznego

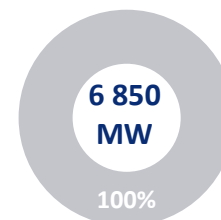
	2021	2022	2023
Cena zamknięcia (PLN/kW/rok)	240,32	198,00	202,99
Wolumen zamknięcia (MW)	22 427	10 580	10 631
Umowy wieloletnie (MW)	12 459	125	853



Kontraktacja PGE

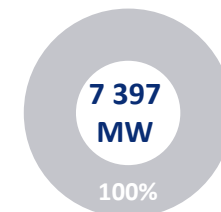
■ 1-rocze

Aukcja na 2023



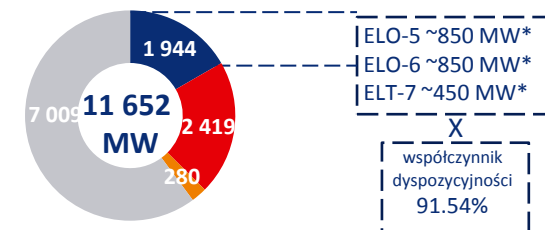
■ 1-rocze

Aukcja na 2022



■ 15-letnie ■ 5-letnie ■ 7-letnie ■ 1-rocze

Aukcja na 2021



* Moce osiągalne netto

**Przychody szacunkowe w oparciu o zakontraktowaną cenę zamknięcia aukcji. Cena obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych podlegać będzie corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych (założenie 2,5% od roku 2022).

Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



Emil Wojtowicz

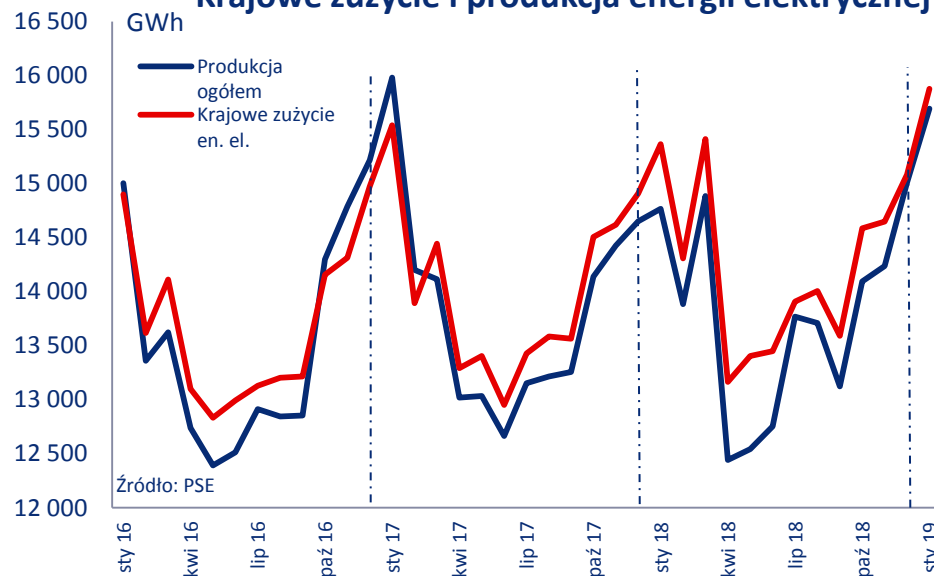
Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Rynek energii elektrycznej

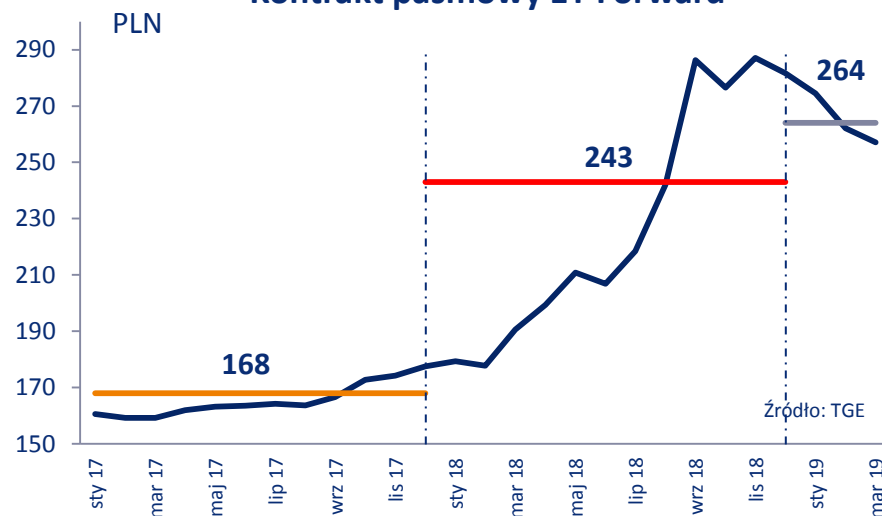
Stabilizacja cenowa

- Wzrost zużycia r/r **+1,7%** (rok)
- Spadek produkcji r/r **-0,4%** (rok)
- **Istotny wzrost nadwyżki importu:**
-5,72 TWh (2018) vs. -2,29 (2017)
(przepływy fizyczne)
- Kontynuacja wzrostów cen w IV kwartale – średnie kwartalne:
 - I kw. 186 PLN/MWh
 - II kw. 206 PLN/MWh
 - III kw. 258 PLN/MWh
 - IV kw. 281 PLN/MWh
- Trend spadkowy od początku 2019 r. – cena dostawy na rok 2020 **~264 PLN/MWh**
- Średnia cena zrealizowana przez Energetykę Konwencjonalną PGE w 2018: **176 PLN/MWh**

Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej

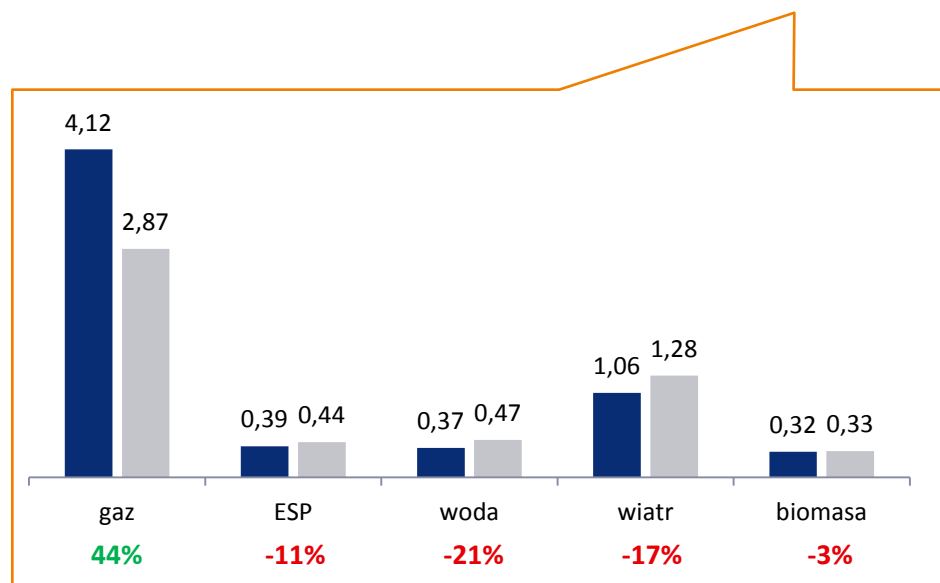
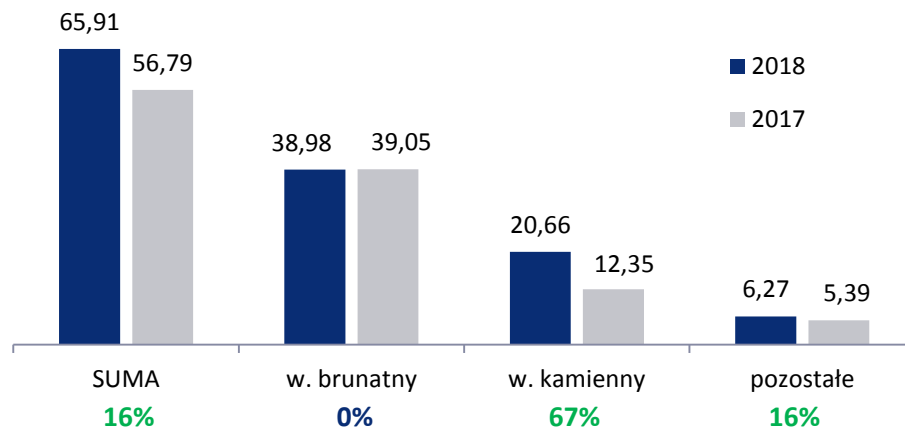


Kontrakt pasmowy 1Y Forward



Wolumen produkcji wg paliw – FY 2018 r/r

TWh



➡ **Węgiel brunatny:** dłuższy czas postojów remontowych w Elektrowni Turów zrównoważony większym obciążeniem obu elektrowni r/r

➡ **Węgiel kamienny:** pełne ujęcie Elektrowni Rybnik (cały rok 2018 vs. 47 dni w 2017 roku) Δ +4,55 TWh oraz pełne ujęcie nabytych elektrociepłowni (Kraków, Gdańsk, Gdynia, Wrocław, Czechnica) Δ +2,81 TWh

➡ **Gaz ziemny:** pełne ujęcie nabytych elektrociepłowni (Toruń, Zielona Góra, Zawidawie) Δ +1,46 TWh

➡ **Wiatr:** mniej korzystne warunki pogodowe

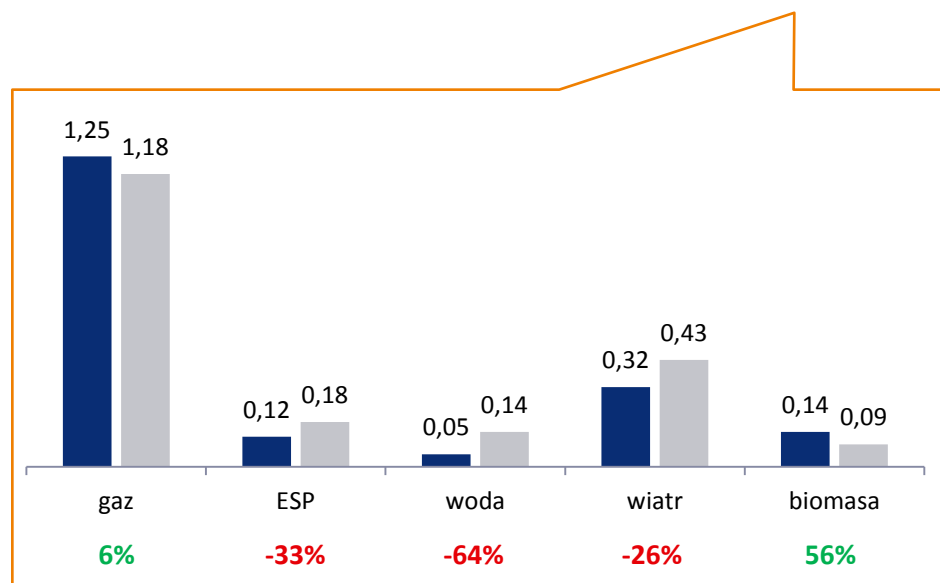
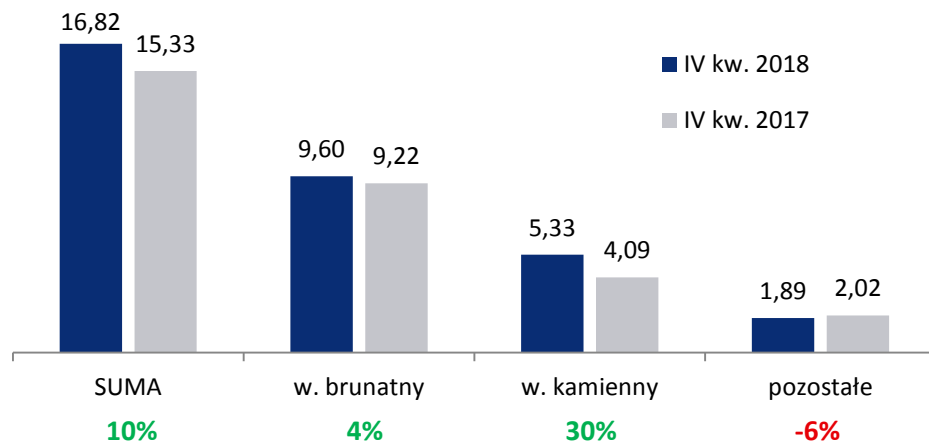
➡ **Woda:** niekorzystne warunki hydrologiczne

➡ **ESP:** mniejsze zapotrzebowanie ze strony operatora

W 2018 roku wyprodukowane zostało 0,01 TWh z odpadów komunalnych (nieuwzględnione na wykresie)

Wolumen produkcji wg paliw – IV kw. 2018 r/r

TWh



W 2018 roku wyprodukowane zostało 0,01 TWh z odpadów komunalnych (nieuwzględnione na wykresie)

↑ **Węgiel brunatny:** większe obciążenie El. Bełchatów i El. Turów

↑ **Węgiel kamienny:** pełne ujęcie* Elektrowni Rybnik $\Delta +0,64$ TWh oraz nabytych elektrociepłowni (Kraków, Gdańsk, Gdynia, Wrocław, Czechnica) $\Delta +0,43$ TWh

↑ **Gaz ziemny:** pełne ujęcie* nabytych elektrociepłowni (EC Toruń, EC Zielona Góra, EC Zawidawie) $\Delta +0,21$ TWh

↓ **Wiatr:** mniej korzystne warunki pogodowe

↑ **Biomasa:** notowania zielonych praw majątkowych oraz klasyfikacja biomasy jako źródła bezemisyjnego (w otoczeniu wysokich cen CO₂) korzystnie wpłynęła na ekonomikę produkcji

* pełne ujęcie – nabyte aktywa wytwórcze są konsolidowane od 14.11.2017 i ich wpływ był już częściowo ujęty w wynikach okresu bazowego – komentarz oznaczony symbolem Δ odnosi się do przyrostu r/r.

Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[mln PLN]	IV kw. 2018	IV kw. 2017	r/r	2018	2017	r/r
EBITDA	1 223	1 542	-21%	6 364	7 650	-17%
EBITDA powtarzalna	1 461	1 651	-12%	6 701	6 479	3%
EBIT	108	-263	n/d	2 471	3 552	-30%
EBIT powtarzalny	546	816	-33%	3 210	3 430	-6%
Zysk netto dla akcjonariuszy	-199	-360	n/d	1 498	2 600	-42%
Zysk netto dla akcjonariuszy bez odpisów	-37	426	n/d	1 824	3 450	-47%
Zysk na akcję	-0,11	-0,19	n/d	0,80	1,39	-42%
Zysk na akcję skorygowany o odpisy	-0,02	0,23	n/d	0,98	1,85	-47%

 **EBITDA raportowana – w całym roku:** negatywna dynamika z powodu wysokiej bazy (przychody z tytułu korekty końcowej KDT 1,2 mld PLN ujęte w 2017), rezerwa rekultywacyjna utworzona w kwocie wyższej r/r o około 100 mln PLN

 **EBITDA powtarzalna – w całym roku:** konsolidacja nabytych aktywów Δ +629 mln PLN vs. wynik segmentu obrót pod presją wydarzeń na rynku spot (wynik segmentu, nawet bez ujęcia rezerwy związanej z MSR 37, był niższy o Δ -287 mln PLN r/r)

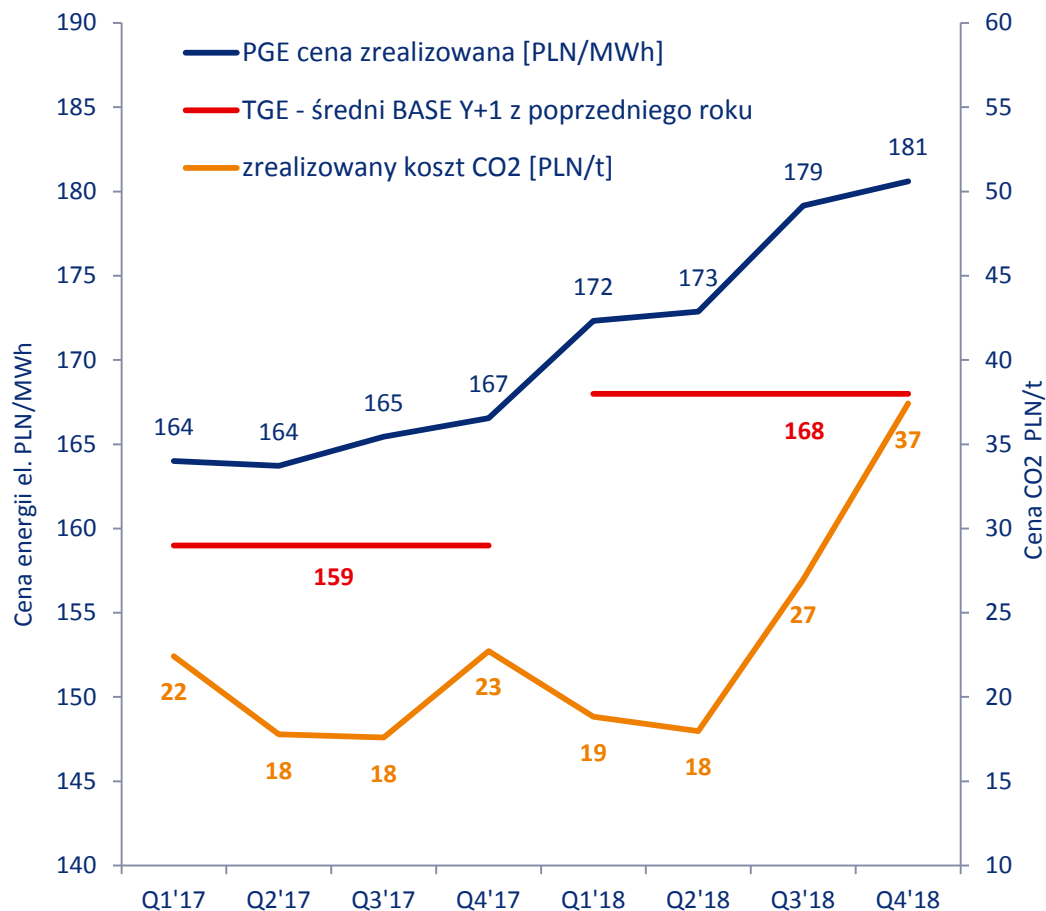
 **EBITDA powtarzalna – w IV kwartale:** wynik segmentu obrót pod presją wydarzeń na rynku spot. Wpływ metody księgowania uprawnień na rozkład marży pomiędzy kwartałami – efekt wyraźniejszy niż przed rokiem ze względu na podwyższoną zmienność EUA.

 **EBIT raportowany w IV kwartale:** odpisy aktywów trwałych mniejsze niż w roku bazowym

[mln PLN]	31.12.2018	30.09.2018	Δ k/k	31.12.2018	31.12.2017	Δ YTD
Zadłużenie netto	9 600	9 622	-22	9 600	7 579	2 021

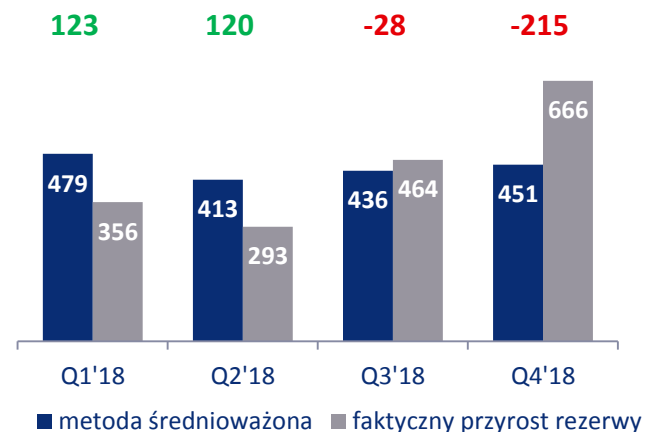
Wpływ metody rachunkowości na rentowność

Metoda szczegółowej identyfikacji CO2*



- Zrealizowana cena energii PGE oparta w głównie na sprzedaży forward Y+1 charakteryzuje się relatywną **bezwładnością** (stabilnością między kwartałami danego roku)
- Zrealizowany średni koszt CO2 wykazywał większą **dynamikę** niż cena zrealizowana. Miało to niekorzystny wpływ na marżę na wytwarzaniu w kolejnych kwartałach 2018.
- **Od 2019** roku stosowana będzie metoda średnioważonego kosztu CO2

Ilustracyjny wpływ metody rachunkowości na EBITDA w 2018 [mln PLN]

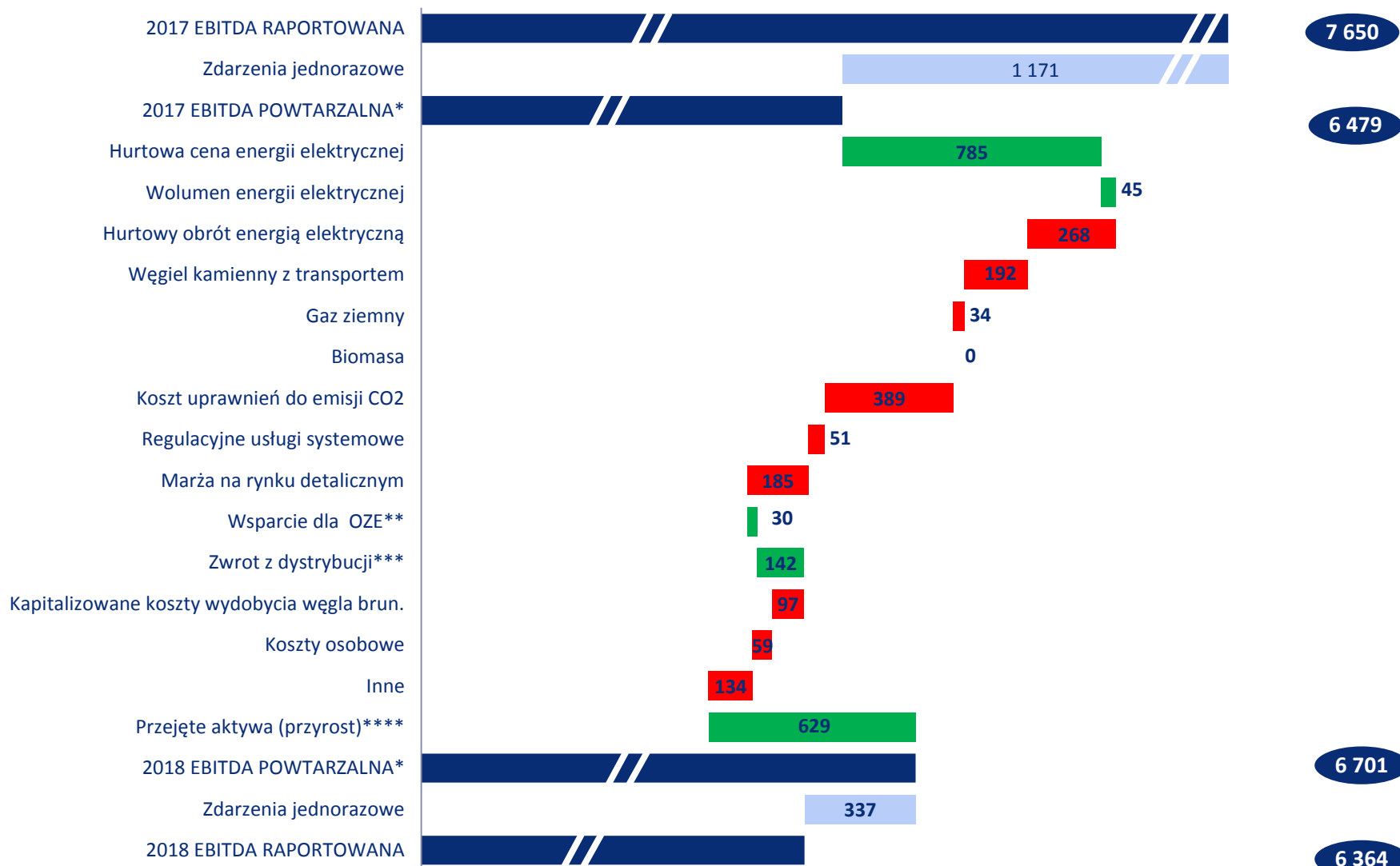


*Szczegółowa identyfikacja uprawnień kupionych na potrzeby danego roku, natomiast w trakcie roku uprawnienia ujmowane były do wyceny rezerwy w kolejności zgodnej z datą ich zakupu

* Więcej w załączniku – na slajdzie 25

Główne czynniki budowy wartości EBITDA

mIn PLN



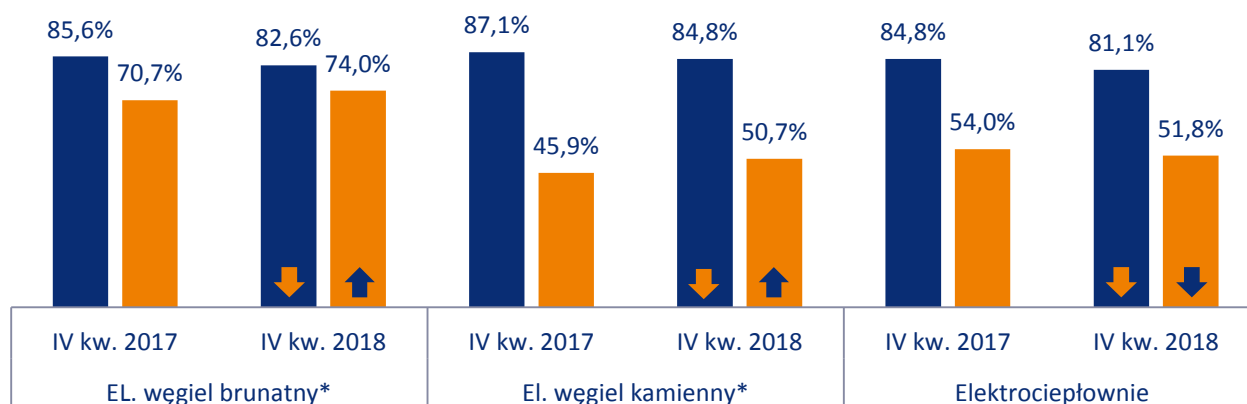
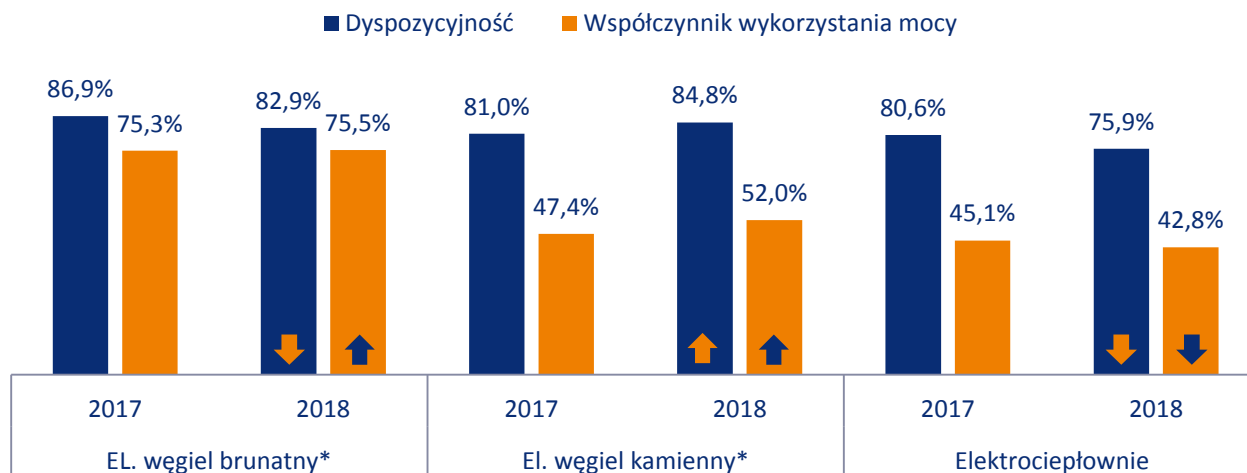
* Z wyłączeniem znaczących jednorazowych zdarzeń ** Zielone i błękitne certyfikaty *** Zawiera koszt różnicy bilansowej

**** Przyrost r/r. Nabyte aktywa są konsolidowane od 14.11.2017 i ich wpływ był już częściowo ujęty w wynikach okresu bazowego (193 mln).

EBITDA nabytych aktywów za 2018 rok: **822 mln** (powtarzalna), **692 mln** (raportowana)

Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Wyższe obciążenie kluczowych elektrowni

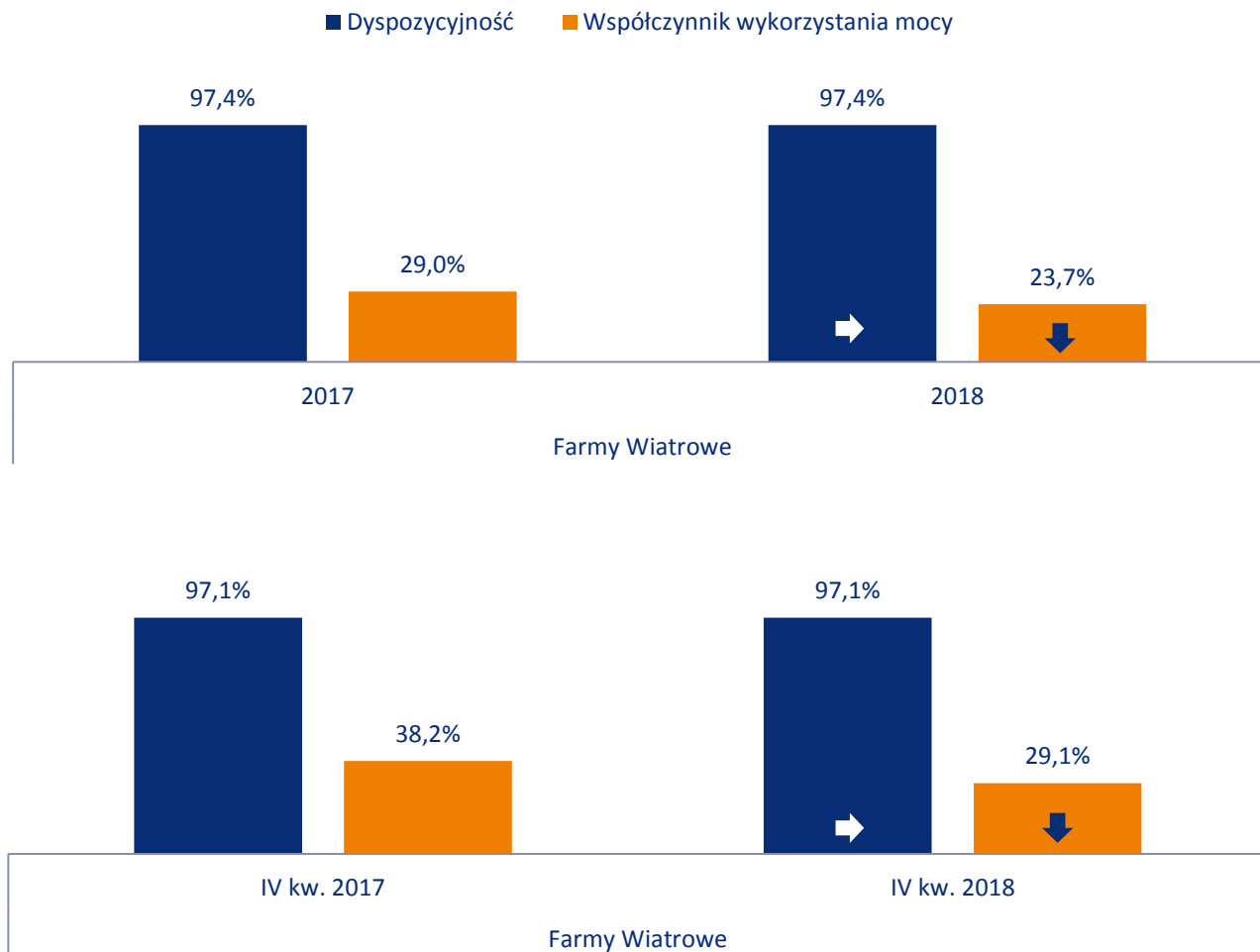


- Wyższe wykorzystanie elektrowni na węgiel brunatny pomimo wyższego obciążenia remontowego
- Wyższe wykorzystanie EL. Opole i EL. Rybnik
- Niższe wykorzystanie elektrociepłowni efektem względnie wyższych temperatur w roku
- Wyższe obciążenie EL. Bełchatów i EL. Turów
- Wyższe wykorzystanie EL. Opole przy niższej dyspozycyjności
- Niższe wykorzystanie elektrociepłowni jako efekt cieplejszego kwartału

* Bez uwzględniania bloków nr 1-2 w Elektrowni Dolna Odra (interwencyjna rezerwa zimna) oraz bloku nr 1 w Bełchatowie i bloków nr 1-2 w Rybniku (pracujących w rezerwie szczytowej)
Rok 2017 uwzględnia pro forma dyspozycyjności i wykorzystanie mocy przejętych aktywów

Aktywa wytwórcze - wiatrowe

Niższa wietrzność

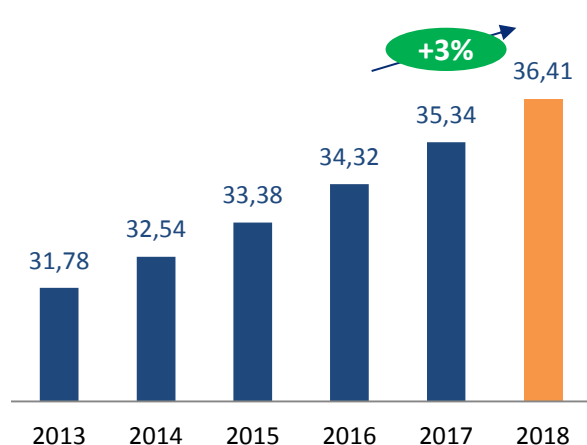


- Niższy poziom wietrzności w całym roku
- Zdecydowanie słabsza wietrzność dla kwartału (bazowy październik i grudzień bliskie wieloletnim maksimum)
- Porównywalne poziomy dyspozycyjności r/r

21 Aktywa dystrybucyjne

Efektywność, jakość, wzrost

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

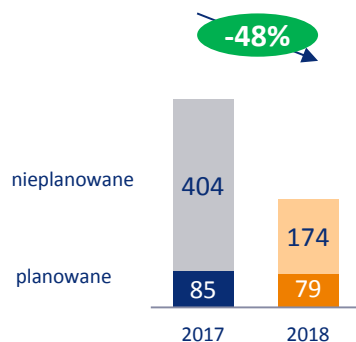


Straty sieciowe [%]
(ostatnie 12 miesięcy)

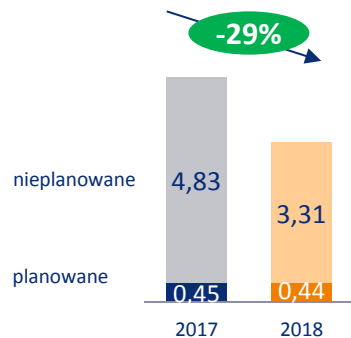


- Systematyczny wzrost dystrybuowanego wolumenu powyżej krajowego wzrostu konsumpcji
- Sukcesywna redukcja strat sieciowych

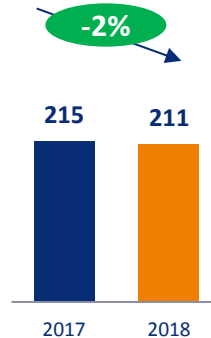
SAIDI* (min.)



SAIFI* (szt.)



Czas przyłączenia (dni)



- Wykonanie wskaźnika SAIDI poniżej celu rocznego URE
- Wykonanie wskaźnika SAIFI powyżej rocznego limitu URE
- Dalsza poprawa czasu przyłączenia

*SAIDI i SAIFI zgodnie z metodologią URE bez niskich napięć

EBITDA raportowana: perspektywa na 2019 rok

	Perspektywa 2019 vs 2018	Główne czynniki
Energetyka Konwencjonalna	Wzrost	- Średnioroczna cena hurtowa energii na poziomie ok. 240-244 PLN/MWh - Planowane niższe wolumeny produkcji z węgla brunatnego, głównie ze względu na większe obciążenie remontowe w Bełchatowie – remonty BAT/BREF Łączny wzrost kosztu węgla ok. 20% Wzrost ogólnego kosztu uprawnień do emisji z powodu dynamicznego wzrostu notowań. Alokacja darmowych uprawnień CO₂ na poziomie ok. 9 mln ton w porównaniu do ok. 12 mln ton w 2018.
Ciepłownictwo*	Spadek	- Wzrost cen węgla i uprawnień do emisji nie w pełni przeniesiony w taryfach na ciepło ze względu na charakter i formułę taryf - Niższy poziom przychodów z tytułu wsparcia dla istniejących aktywów kogeneracyjnych
Energetyka Odnawialna	Stabilnie	- Wolumen produkcji zależny od warunków pogodowych - Średniorocznie wyższe ceny energii
Obrót	Spadek	Oczekujemy wypłaty rekompensat wynikających z ustawy o cenach energii po zakończeniu procesu legislacyjnego - Utrzymanie trendów rynkowych
Dystrybucja	Spadek	Neutralny wpływ ustawy o cenach energii. Spodziewana wartość regulacyjna aktywów (WRA) to ok. 16,7 mld PLN, oraz ok. 132 mln PLN z tytułu inteligentnych liczników (AMI) - Średnioważony koszt kapitału (WACC) na 2019 rok spodziewany na porównywalnym do 2018 poziomie. Za 2018 rok wynosił 6,015% (przed opodatkowaniem)

* Od I kwartału 2019 PGE będzie raportować wyniki działalności kogeneracyjnej w segmencie Ciepłownictwo.

Informacja dodatkowa



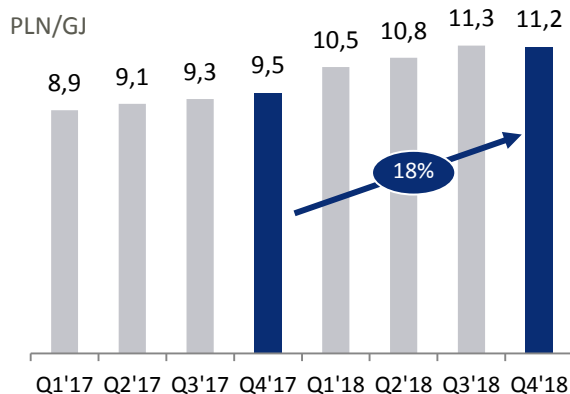
Presja kosztowa na rynkach energii

Pozwolenia do emisji CO₂
(EUA_Grudzień 18)



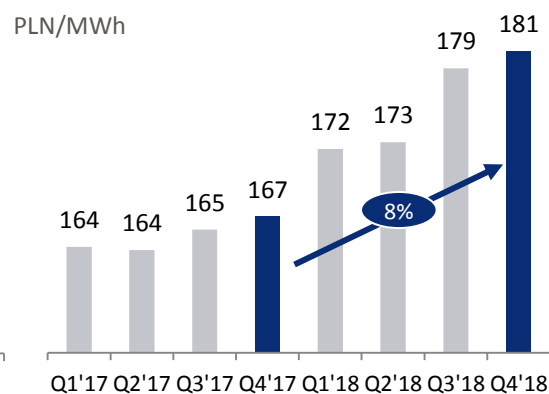
Źródło: Bloomberg

Węgiel kamienny (indeks PSCMI1)



Źródło: ARP

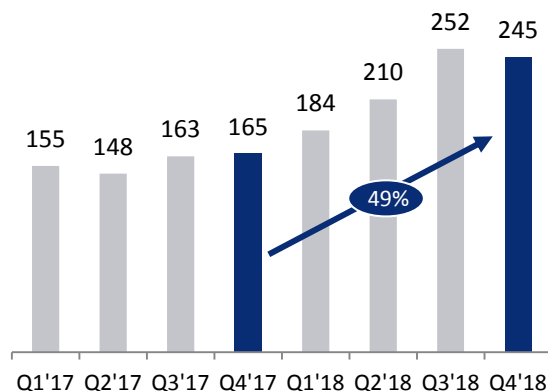
Średnia cena hurtowa energii
zrealizowana przez PGE (segment EK*)



*średnia cena obliczona w oparciu o wolumen sprzedaży skorygowany o wolumen zakupu na rynku hurtowym. Wyliczenie nie obejmuje aktywów nabytych 14.11.2017

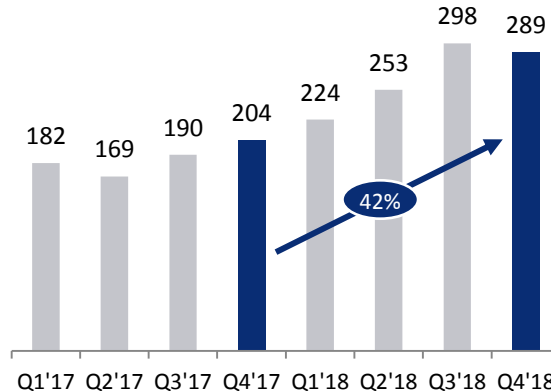
Średnie kwartalne ceny energii na TGE 2017-2018 (w PLN/MWh)

Rynek dnia następnego – podstawa



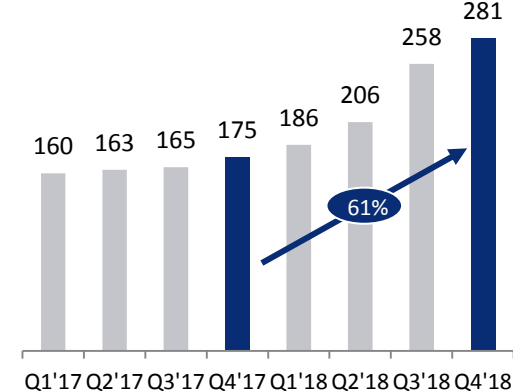
Źródło: TGE, fixing

Rynek dnia następnego – szczyt



Źródło: TGE, fixing

Kontrakty na kolejny rok – Base_Y_18/19



Źródło: TGE

Notowania rynkowe vs ceny zrealizowane

Metoda średniego kosztu CO2 w 2019 roku

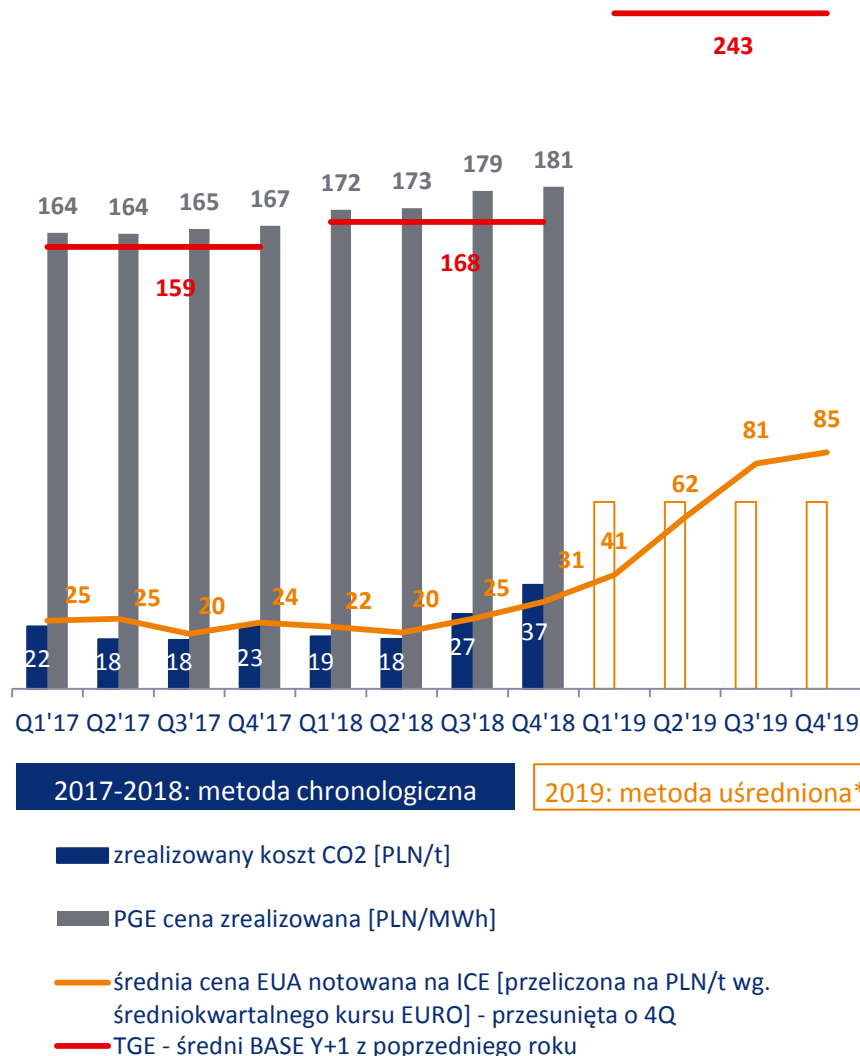
Kontrakt BASE Y+1 (linia czerwona) jest estymacją ceny zrealizowanej w następnym roku (słupki szare).

Wahania średnich kwartalnych notowań CO2 na ICE (linia pomarańczowa) są racjonalnym estymatorem* zmienności kosztu zrealizowanego CO2 rozpoznawanego w kolejnym roku (słupki granatowe).

Linia pomarańczowa na wykresie jest przesunięta o 4 kwartały w prawo (względem daty notowań). Linia czerwona jest przesunięta o rok (pokazana wg. roku dostawy).

Wpływ rekordowych notowań CO2 obserwowanych w 2018 pojawi się w rachunku zysków i strat dopiero w 2019 roku. Bezprecedensowa dynamika tych notowań jest argumentem za odejściem od metody szczegółowej identyfikacji, co pozwoli na stabilizację marży pomiędzy kwartałami (białe słupki – bez uwzględniania spot i darmowych).

*Ww. estymatory nie są idealne m.in. ze względu na wpływ rynków spot (w zakresie niezabezpieczonej sprzedaży) oraz przydziały darmowych CO2. Wykres ma charakter ilustracyjny.



Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[MSR, mln PLN]	IV kw. 2018	IV kw. 2017	r/r	2018	2017	r/r
Przychody ze sprzedaży	6 984	6 407	9%	25 946	23 100	12%
w tym rekompensaty KDT*	-38	4	n/d	-120	1 215	n/d
Powtarzalne przychody	7 022	6 403	10%	26 066	21 885	19%
EBITDA	1 223	1 542	-21%	6 364	7 650	-17%
EBITDA powtarzalna**	1 461	1 651	-12%	6 701	6 479	3%
EBIT	108	-263	-141%	2 471	3 552	-30%
EBIT powtarzalny**	546	816	-33%	3 210	3 430	-6%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	-199	-360	n/d	1 498	2 600	-42%
Zysk (strata) netto dla akcj. – bez odpisów**	-37	426	-109%	1 824	3 450	-47%
CAPEX (po korektach)	3 097	2 558	21%	6 856	6 751	2%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	2 434	2 689	-9%	5 102	7 934	-36%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-2 126	-5 805	n/d	-6 465	-7 775	n/d
Marża EBITDA	18%	24%	-6 p.p.	25%	33%	-8 p.p.
Powtarzalna marża EBITDA	21%	26%	-5 p.p.	26%	30%	-4 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)**				4 343	3 399	
Dług netto/12 mies. EBITDA				1,51	0,99	

*Przychody KDT (bez sporów sądowych), **zestawienie zdarzeń jednorazowych prezentujemy na następnej stronie, ***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)

27 Zdarzenia jednorazowe

Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

[mln PLN]	IV kw. 2018	IV kw. 2017		2018	2017	
Przychody z rekompensat KDT (w tym sądowe)	-38	4		-120	1 284	
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-129	-42		-146	-42	
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-71	-71		-71	-71	
One-offy - poziom EBITDA	-238	-109		-337	1 171	
Odpisy RAT i WN (brutto)*	-200	-970		-402	-1 049	
One-offy - poziom EBIT	-438	-1 079		-739	122	

Do wyniku netto skorygowanego o odpisy

Odpisy RAT i WN (po opodatkowaniu)	-162	-786		-326	-850	
------------------------------------	------	------	--	------	------	--

*RAT – Rzeczowe Aktywa Trwałe, WN – Wartości Niematerialne

Powtarzalny* zysk EBITDA w IV kw. 2018 – składniki i dynamika

	764	109	71	611	-94	1 461
	Energetyka Konwencjonalna	Energetyka Odnawialna	Obrót	Dystrybucja	Inne	EBITDA
IV kw. 2018	764	109	71	611	-94	1 461
Udział w EBITDA w IV kw. 2018 (%)	52%	7%	5%	42%	-6%	
IV kw. 2017	772	125	198	559	-3	1 651
Zmiana (mln PLN)	-8	-16	-127	52	-91	-190
Zmiana (%)	-1%	-13%	-64%	9%	-	-12%

Spadek jako efekt wyższego kosztu CO2 obciążającego ostatni kwartał roku (CO2 wg metody FIFO, przy średniorocznej cenie zakontraktowanej energii elektrycznej). Równocześnie relatywnie mniejsza kontrybucja nowych aktywów – konsolidowane przez połowę IV kw. 2017.

Spadek w wyniku wyższej bazy (wyższe przychody z tytułu naliczonych kar i odszkodowań) oraz niższych przychodów z regulowanych usług systemowych. Efekt wyższych cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów przeważa efekt niższych wolumenów produkcji z wiatru oraz wody.

Wyższy koszt umorzenia praw majątkowych w wyniku wzrostu cen uprawnień zielonych przy zwiększonym obowiązku umorzeń. Efekt pogłębiony kosztem bilansowania energii na potrzeby odbiorców finalnych.

Efekt wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej.

* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 27)

Powtarzalny* zysk EBITDA w 2018 – składniki i dynamika

	3 229	463	530	2 503	-24	6 701
	Energetyka Konwencjonalna	Energetyka Odnawialna	Obrót	Dystrybucja	Inne	EBITDA
2018	3 229	463	530	2 503	-24	6 701
Udział w EBITDA w 2018 (%)	48%	7%	8%	37%	0%	
2017	2 893	364	812	2 366	44	6 479
Zmiana (mln PLN)	336	99	-282	137	-68	222
Zmiana (%)	12%	27%	-35%	6%	-	3%

Wzrost dzięki kontrybucji przejętych aktywów oraz wyższej cenie energii elektrycznej. Wyższe wykorzystanie elektrowni na węgiel kamienny implikuje wyższy koszt paliwa produkcyjnego.

Wzrost EBITDA głównie za sprawą wyższych cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów przeważających efekt niższych wolumenów produkcji z wiatru oraz wody. Równocześnie niższe koszty - podatek od nieruchomości.

Gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej na rynku spot zwiększył koszty bilansowania energii na potrzeby odbiorców finalnych, znajdując swoje odzwierciedlenie w niższej uzyskanej marży. Równocześnie wyższy koszt umorzeń zielonych certyfikatów w czwartym kwartale.

Efekt wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej.

* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 27)

30 Nakłady inwestycyjne

Segment (mln PLN)	IV kw. 2018	IV kw. 2017	r/r	2018	2017	r/r
Energetyka Konwencjonalna	2 280	1 858	23%	4 895	4 899	0%
Nabyte aktywa*	283	168	68%	533	168	217%
Dystrybucja, w tym:	784	656	20%	1 853	1 716	8%
Przyłączanie nowych odbiorców	194	145	34%	564	504	12%
Linie dystrybucyjne	326	298	9%	812	691	18%
Energetyka Odnawialna, w tym:	39	32	22%	103	81	27%
Modernizacje i odtworzenie	31	24	29%	78	53	47%
Obrót i pozostałe	55	46	20%	178	140	27%
SUMA	3 158	2 592	22%	7 029	6 836	3%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	3 097	2 558	21%	6 856	6 751	2%

*PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według źródeł, sprzedaż do odbiorców finalnych oraz dystrybucja

[TWh]	IV kw. 2018	IV kw. 2017	r/r	2018	2017	r/r
Elektrownie opalane węglem brunatnym	9,58	9,19	4%	38,90	38,95	0%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,09	3,28	25%	16,61	11,11	50%
Elektrociepłownie opalane węglem	1,34	0,87	54%	4,29	1,47	192%
Elektrociepłownie opalane gazem	1,25	1,18	6%	4,12	2,87	44%
Elektrociepłownie opalane biomasą	0,06	0,06	0%	0,16	0,20	-20%
EC opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,00	n/d	0,01	0,00	n/d
El. szczytowo-pompowe	0,12	0,18	-33%	0,39	0,44	-11%
Elektrownie wodne	0,05	0,14	-64%	0,37	0,47	-21%
Elektrownie wiatrowe	0,32	0,43	-26%	1,06	1,28	-17%
SUMA	16,82	15,33	10%	65,91	56,79	16%
Produkcja z OZE	0,51	0,66	-23%	1,75	2,08	-16%
w tym współspalanie biomasy	0,08	0,03	167%	0,16	0,13	23%
Sprzedaż do odbiorców finalnych	11,06	10,70	3%	42,57	40,43	5%
Dystrybucja	9,33	9,14	2%	36,41	35,34	3%
Sprzedaż ciepła [PJ]	17,27	12,91	34%	49,66	24,85	100%

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna (w tym Nabyte Aktywa*)

[mln PLN]	IV kw. 2018	IV kw. 2017	r/r	2018	2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	4 582	3 677	25%	16 644	13 075	27%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 648	2 825	29%	13 638	9 955	37%
Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT	-38	5	n/d	-120	1216	n/d
Przychody ze sprzedaży ciepła	653	481	36%	2 010	975	106%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	170	179	-5%	439	343	28%
Koszty rodzajowe, w tym:	4 204	4 081	3%	14 628	11 429	28%
Amortyzacja	733	1 266	-42%	2 463	2 522	-2%
Zużycie materiałów	1 359	1 028	32%	4 626	2 856	62%
Zużycie energii	1	4	-75%	11	12	-8%
Usługi obce	476	398	20%	1 628	1 189	37%
Podatki i opłaty	863	558	55%	2 676	1 919	39%
Koszty osobowe	722	759	-5%	3 043	2 763	10%
Pozostałe koszty	49	66	-26%	181	167	8%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	3 537	3 475	2%	12 258	9 536	29%
Koszt własny sprzedaży	4 339	3 886	12%	14 746	10 507	40%
EBIT	-145	-547	n/d	564	1 686	-67%
EBITDA	572	698	-18%	2 938	4 099	-28%

*Wynik segmentu w 2018 roku obejmuje spółki: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	IV kw. 2018	IV kw. 2017	r/r	2018	2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	221	194	14%	839	724	16%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	135	138	-2%	452	410	10%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	36	-6	n/d	134	63	113%
Regulacyjne usługi systemowe	48	60	-20%	246	244	1%
Koszty rodzajowe, w tym:	185	326	-43%	669	817	-18%
Amortyzacja	67	201	-67%	258	399	-35%
Zużycie materiałów	2	2	0%	6	5	20%
Zużycie energii	43	43	0%	148	116	28%
Usługi obce	28	31	-10%	95	111	-14%
Podatki i opłaty	18	25	-28%	65	97	-33%
Koszty osobowe	23	21	10%	84	76	11%
Pozostałe koszty	3	3	0%	12	12	0%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	162	301	-46%	593	734	-19%
Koszt własny sprzedaży	168	302	-44%	602	738	-18%
EBIT	42	-76	n/d	205	-36	n/d
EBITDA	109	125	-13%	463	364	27%

Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	IV kw. 2018	IV kw. 2017	r/r	2018	2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 526	1 665	-8%	5 878	6 392	-8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych*	1 449	1 586	-9%	5 590	6 100	-8%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	50	52	-6%	183	188	-3%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 298	1 468	-12%	4 703	5 328	-12%
Amortyzacja	311	300	4%	1189	1170	2%
Zużycie materiałów	18	19	-5%	64	67	-4%
Zużycie energii	151	162	-7%	426	450	-5%
Usługi obce*	380	549	-31%	1444	2103	-31%
Podatki i opłaty	106	100	6%	431	404	7%
Koszty osobowe	327	333	-2%	1133	1117	1%
Pozostałe koszty	4	4	0%	15	16	-6%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 235	1 363	-9%	4 411	4 974	-11%
Koszt własny sprzedaży	1 235	1 363	-9%	4 411	4 974	-11%
EBIT	261	227	15%	1 277	1 166	10%
EBITDA	570	526	9%	2 463	2 333	6%

* Spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wynika ze zmiany MSSF: z przychodów wyłączona została opłata przejściowa pobierana przez OSD od odbiorcy końcowego, a następnie przekazywana do Operatora Systemu Przesyłowego. Zgodnie z MSSF 15 opłata nie powinna być traktowana jako przychody. O tę samą wielkość został skorygowany koszt usług obcych.

Przychody i koszty segmentu

Obrót (w tym: PGE Paliwa)

[mln PLN]	IV kw. 2018	IV kw. 2017	r/r	2018	2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	4 163	4 422	-6%	14 377	15 662	-8%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 680	2 576	4%	10 146	9 654	5%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych*	13	1 056	-99%	48	4 102	-99%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO2	858	23	3630%	1 217	284	329%
Przychody ze sprzedaży gazu	106	223	-52%	533	634	-16%
Przychody ze sprzedaży innych paliw**	334	379	-12%	1 795	379	374%
Koszty rodzajowe, w tym:	471	378	25%	1 598	1 377	16%
Amortyzacja	6	7	-14%	25	27	-7%
Zużycie materiałów	1	2	-50%	5	5	0%
Zużycie energii	1	1	0%	3	3	0%
Usługi obce	85	74	15%	326	223	46%
Podatki i opłaty	251	185	36%	818	753	9%
Koszty osobowe	95	80	16%	321	286	12%
Pozostałe koszty	32	29	10%	100	81	23%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	39	35	11%	180	129	40%
Koszt własny sprzedaży***	3 645	3 863	-6%	12 415	13 582	-9%
EBIT	-202	190	n/d	238	784	-70%
EBITDA	-196	197	n/d	263	811	-68%

* Spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wynika ze zmiany MSSF. Zgodnie z MSSF 15 przychody i koszt własny sprzedaży (KWS) zostały pomniejszone o opłaty pobierane przez Obrót na rzecz OSD.

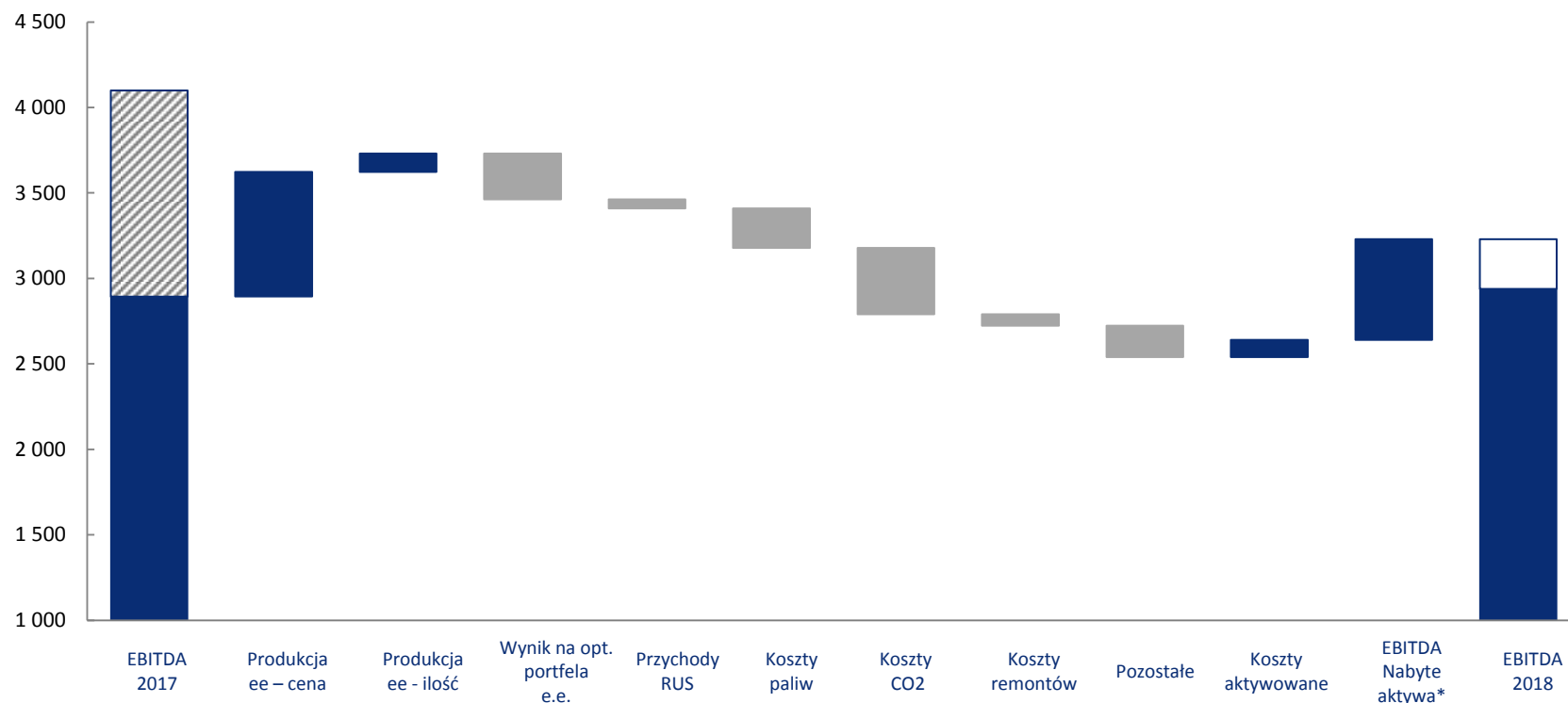
** Wynik segmentu w 2018 roku obejmuje spółkę PGE Paliwa sp. z o.o.

*** KWS uwzględnia zmiany wynikające z MSSF 15 i objęcia spółki PGE Paliwa sp. z o.o.

☐ zdarzenia jednorazowe powiększające wynik raportowany

*Wynik EBITDA spółek PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w 2018

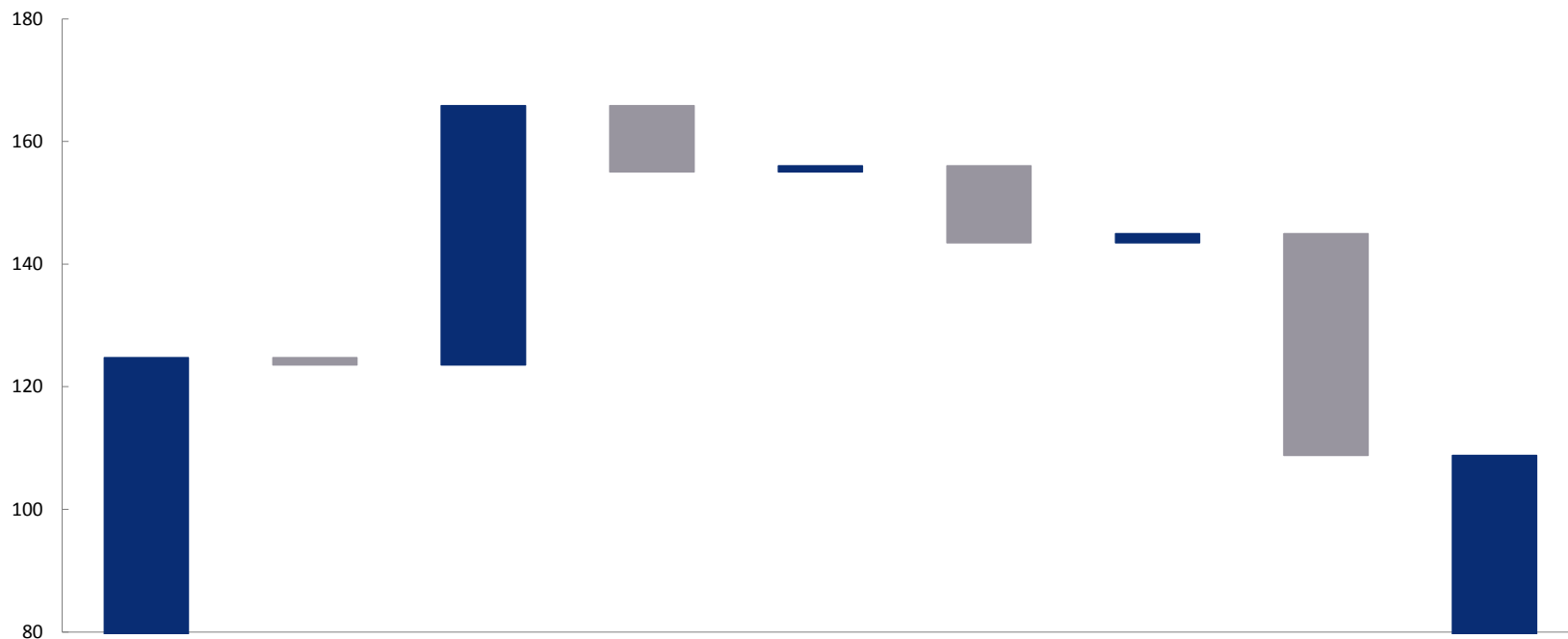


zdarzenia jednorazowe pomniejszające wynik raportowany

zdarzenia jednorazowe powiększające wynik raportowany

*Wynik EBITDA spółek PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

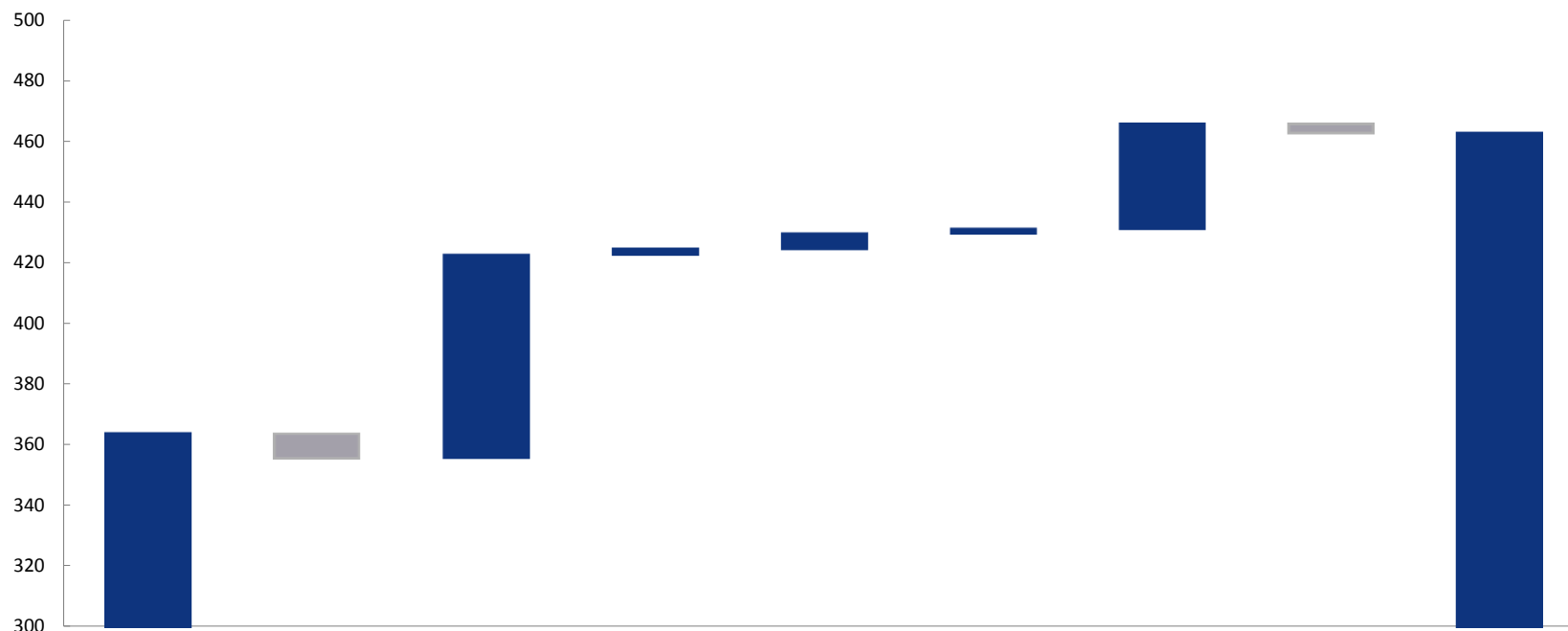
Energetyka Odnawialna – EBITDA w IV kw. 2018



	EBITDA IV kw. 2017	Przychody ee - wiatr	Przychody PM - wiatr	Przychody ee - woda	Przychody PM - woda	Przychody RUS*	Koszty	Pozostałe	EBITDA IV kw. 2018
Odchylenie EBITDA IV kw. 2017 EBITDA IV kw. 2018	125	-1	43	-10	1	-12	2	-39	
		72	-9	24	2	60	83		
		71	34	14	3	48	81		109

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

Energetyka Odnawialna – EBITDA w 2018



	EBITDA 2017	Przychody ee - wiatr	Przychody PM - wiatr	Przychody ee - woda	Przychody PM - woda	Przychody RUS*	Koszty	Pozostałe	EBITDA 2018
Odchylenie		-8	67	2	5	2	35	-4	
EBITDA 2017	364	214	58	83	4	244	305		
EBITDA 2018		206	125	85	9	246	270		463

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

Dystrybucja – EBITDA w IV kw. 2018



Odchylenie
EBITDA
IV kw. 2017
EBITDA
IV kw. 2018

EBITDA IV kw. 2017	Wolumen dystrybuowanej e.e.	Zmiana taryfy dystrybucyjnej*	Pozostałe przychody z działalności dystrybucyjnej**	Różnica bilansowa***	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA IV kw. 2018
	22	3	2	11	-4	6	5	
526	1 087		47	155	91	333		
	1 112		49	144	95	327		571

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

** Energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe, wznowienie dostaw.

*** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego

Dystrybucja – EBITDA w 2018



	EBITDA 2017	Wolumen dystrybuowanej e.e.	Zmiana taryfy dystrybucyjnej*	Pozostałe przychody z działalności dystrybucyjnej**	Różnica bilansowa***	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA 2018
Odchylenie		125	-8	16	25	-17	-16	5	
EBITDA 2017	2 333	4 137		179	428	366	1 117		
EBITDA 2018		4 254		195	403	383	1 133		2 463

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

** Energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe, wznowienie dostaw.

*** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego

Obrót – EBITDA w IV kw. 2018

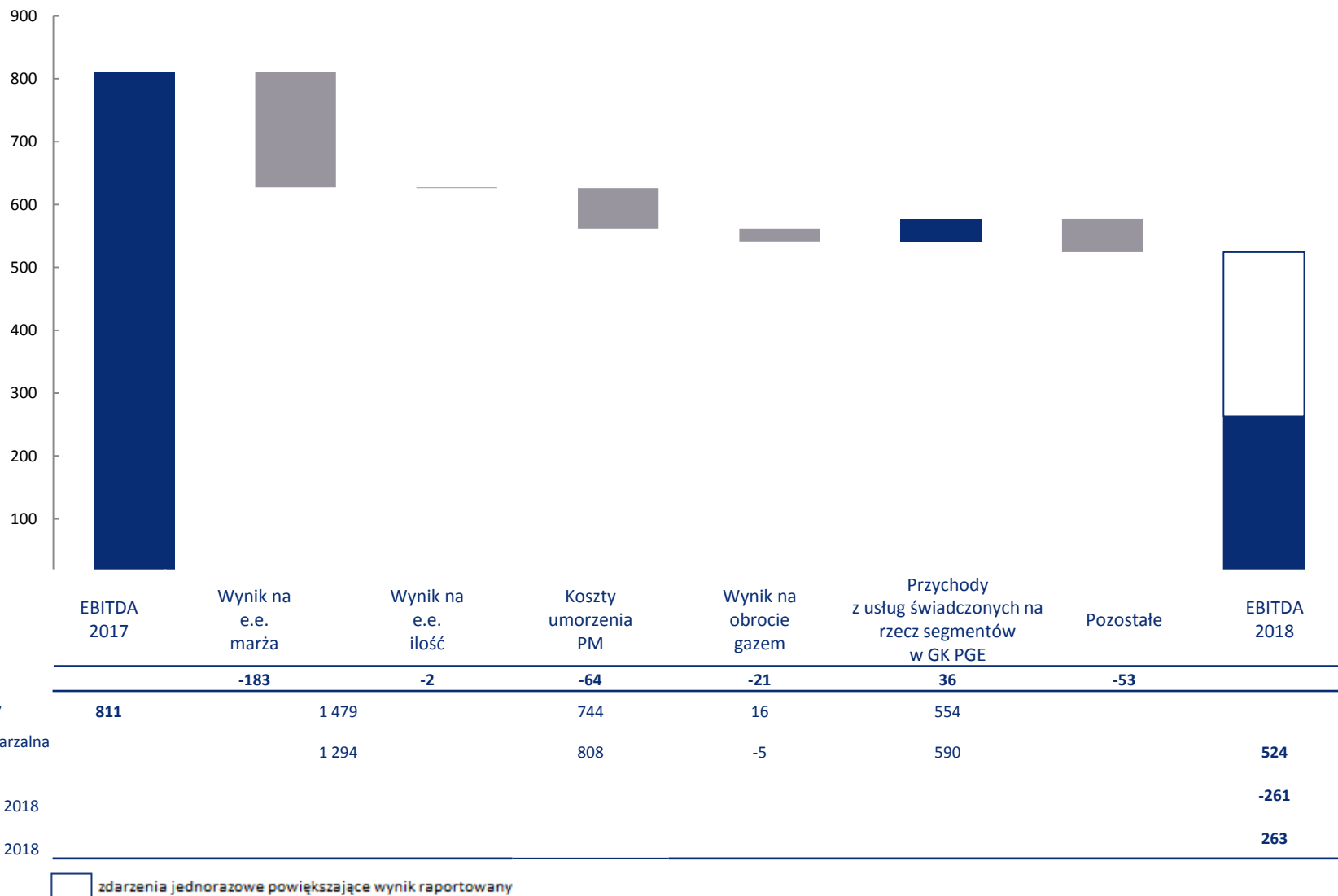


Odchylenie

	EBITDA IV kw. 2017	Wynik na e.e. marża	Wynik na e.e. ilość	Koszty umorzenia PM	Wynik na obrocie gazem	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Pozostałe	EBITDA IV kw. 2018
EBITDA IV kw. 2017	197							
EBITDA powtarzalna IV kw. 2018		385		183	2	143		65
Zdarzenia jednorazowe IV kw. 2018								-261
EBITDA raportowana IV kw. 2018								-196

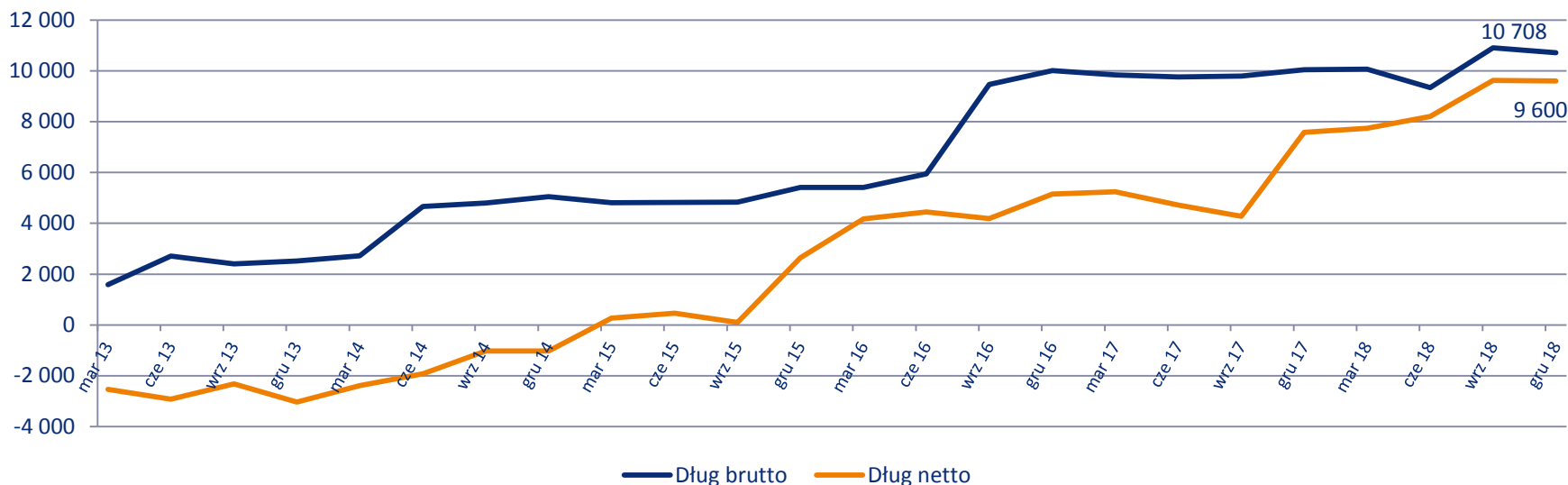
 Zdarzenia jednorazowe powiększające wynik raportowany

43 Obrót – EBITDA w 2018

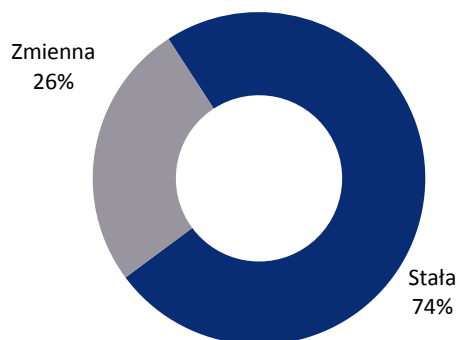


Struktura długu oraz zadłużenie (stan na 31.12.2018)

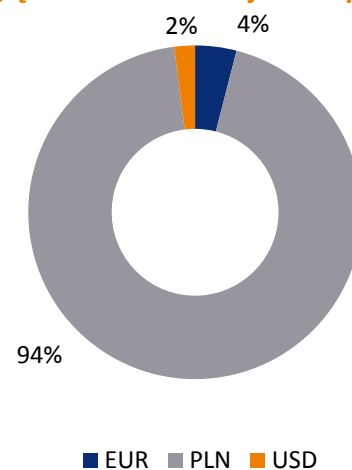
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

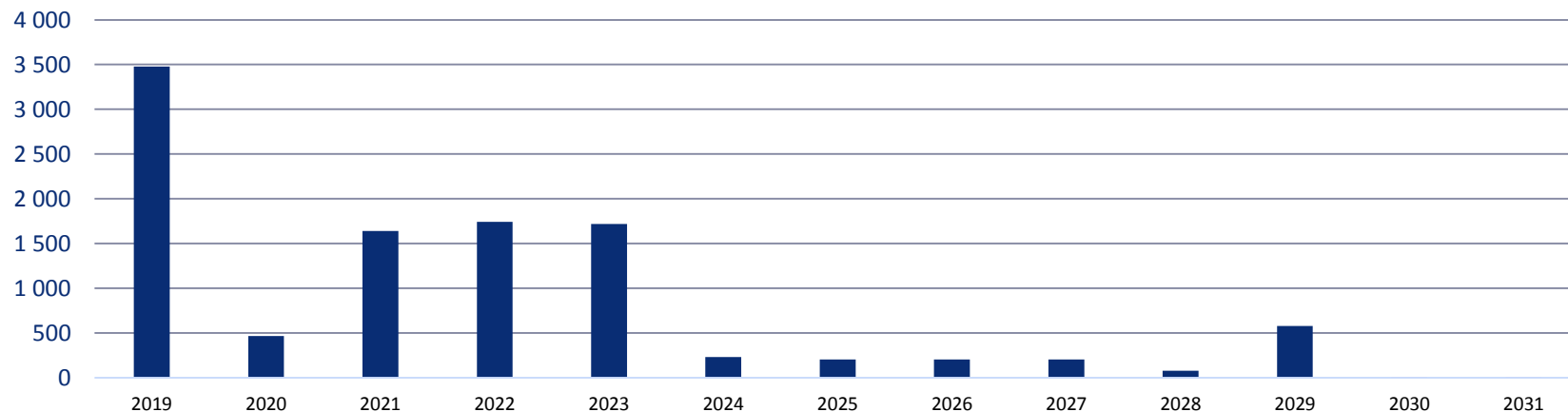


Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia (po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających)

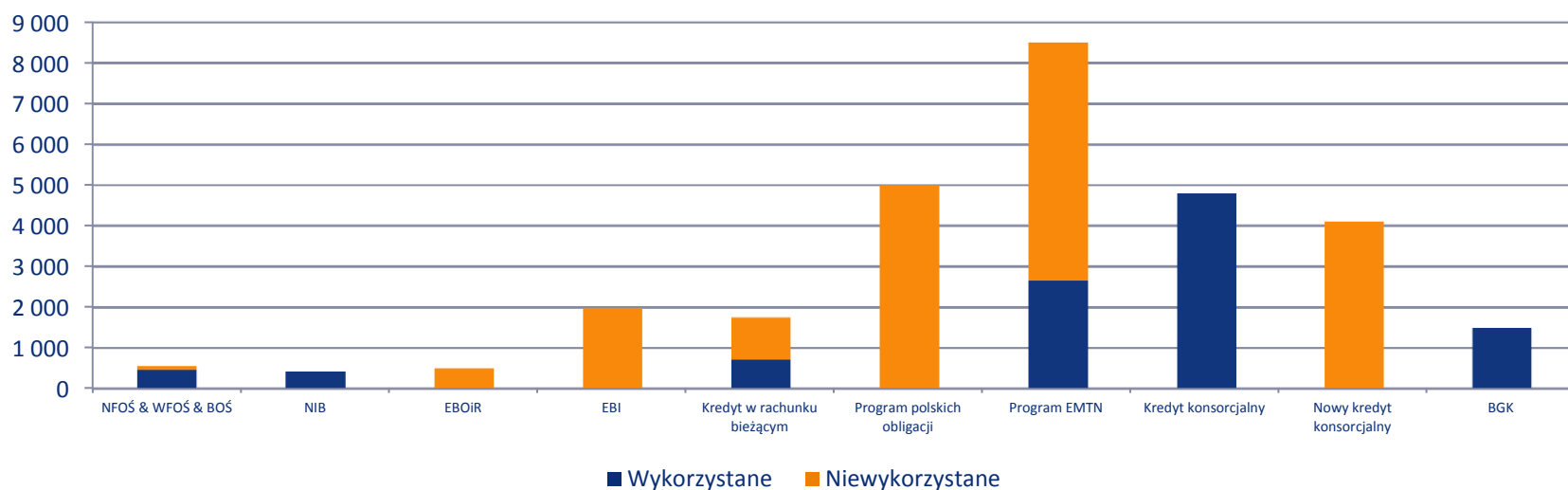


Zapadalność zadłużenia oraz dostępność finansowania

Profil zapadalności zadłużenia (w mln PLN) na 31 grudnia 2018 r.



Wykorzystanie i dostępność zewnętrznego finansowania (w mln PLN) wg stanu na 31 grudnia 2018 r.



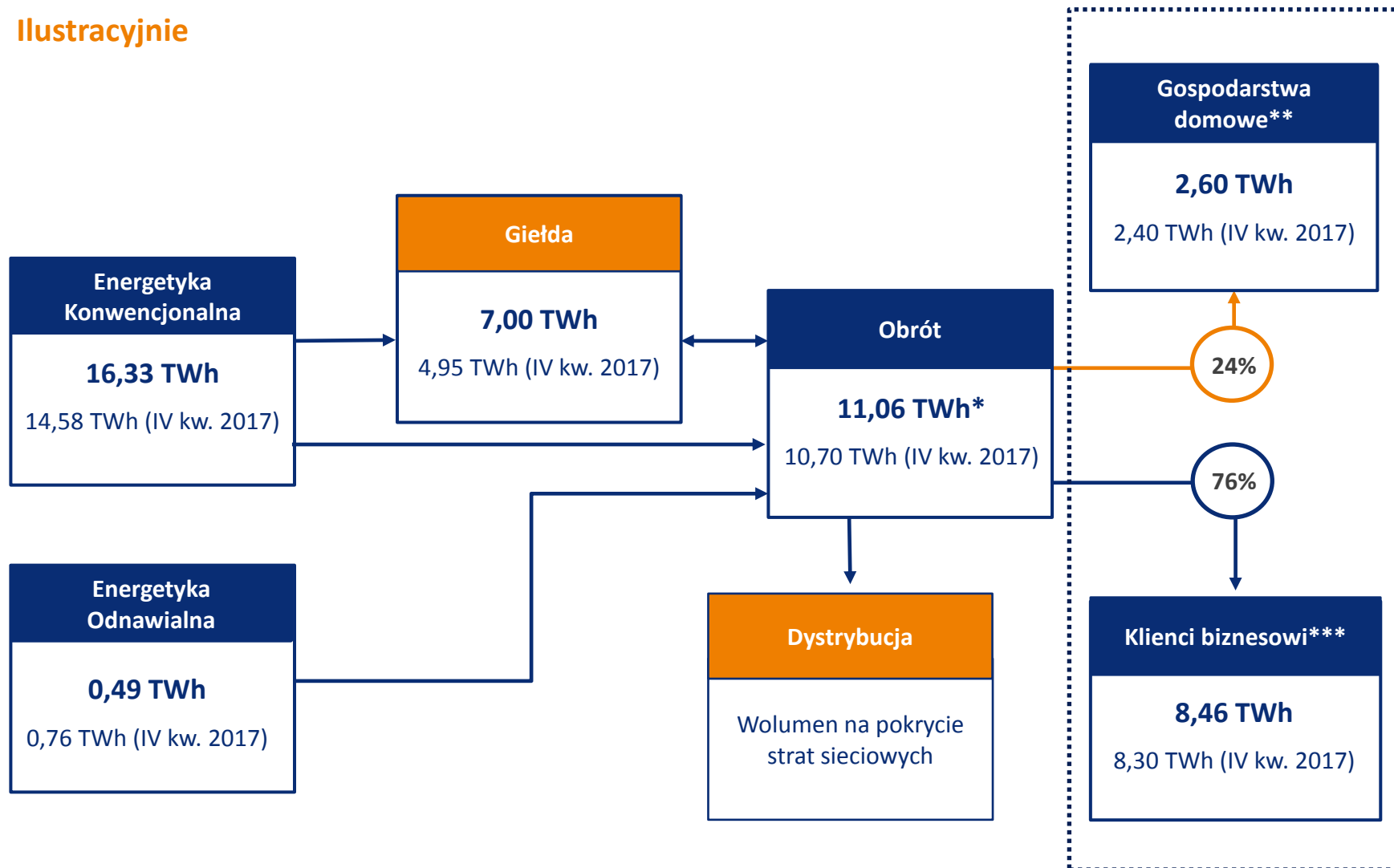
Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	2018	III kw. 2018
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	10 708
	Zadłużenie netto (mln PLN)	9 600
	Dług netto/12M EBITDA	1,51x
	Dług netto/Kapitał własny	0,20x

	MOODY'S	FITCH
Silna pozycja finansowa potwierdzona przez agencje ratingowe	Długoterminowy rating spółki (IDR)	BBB+
	Perspektywa ratingu	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	15 lutego 2019
	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 IV kw. 2018

Ilustracyjnie

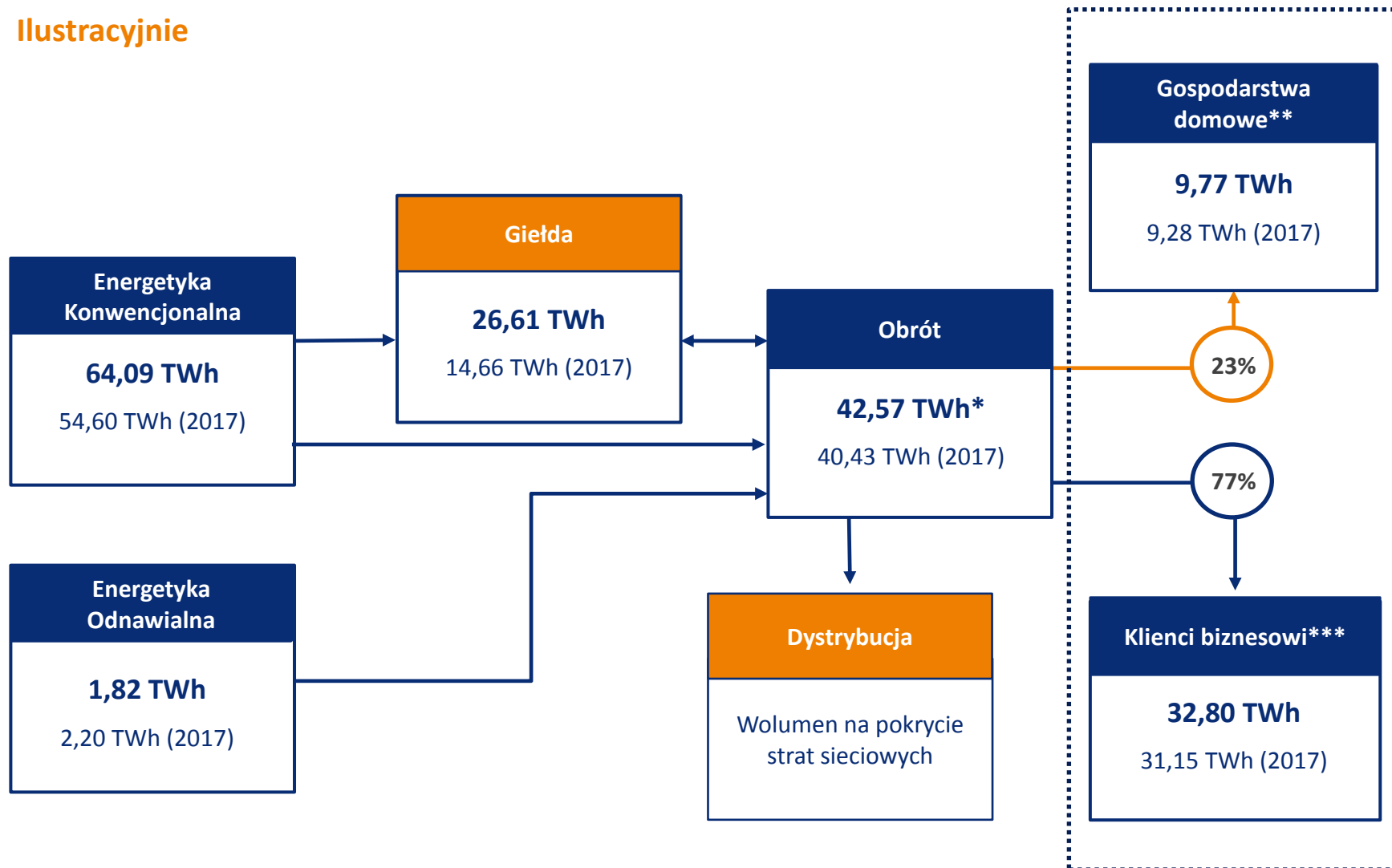


* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

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

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w 2018

Ilustracyjnie



* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu 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

Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mIn PLN	IV kw. 2018	IV kw. 2017		2018	2017	
Operacyjne	2 434	2 689		5 102	7 934	
Inwestycyjne	-2 126	-5 805		-6 465	-7 775	
Finansowe	-354	66		91	-274	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	-46	-3 050		-1 272	-115	

Dane z bilansu skonsolidowanego

mIn PLN	B.Z. IV kw. 2018	B.O. IV kw. 2018	Δ IV kw. 2018	B.Z. 2018	B.O. 2018	Δ 2018
Środki pieniężne i ekwiwalenty	1 281	1 326	-45	1 281	2 552	-1 271
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	7	8	-1	7	6	1
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-180	-54	-126	-180	-92	-88
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	1 108	1 280	-172	1 108	2 466	-1 358
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-4 461	-4 569	108	-4 461	-1 623	-2 838
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-6 247	-6 333	86	-6 247	-8 422	2 175
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-10 708	-10 902	194	-10 708	-10 045	-663
Zadłużenie netto*	-9 600	-9 622	22	-9 600	-7 579	-2 021

*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 roku 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 2018 r.

W IV kw. 2018 r. (w całym 2018 r.) instalacje GK PGE wyemitowały 17,80 mln ton CO₂ (70,19 mln ton CO₂). Koszty związane z emisją CO₂ w IV kw. 2018 r. (w 2018 r.) wyniosły ok. 666 mln PLN (1.779 mln PLN).

W kwietniu 2018 r. jednostki z GK PGE otrzymały nieodpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w ilości 15 mln ton na produkcję energii elektrycznej w 2017 r. Ponadto ok. 2 mln ton na produkcję ciepła w 2018 r. zostało przyznane w lutym br.

W kwietniu 2018 r. Grupa PGE zakończyła proces rozliczenia roku 2017 (tzn. GK PGE umorzyła uprawnienia odpowiadające emisji z 2017 r.).

Bezpłatne EUA ujmowane w wartości zerowej (SSF, nota 15)

	EUA	
	Ilość (mln Mg)	Wartość (mln PLN)
Stan na dzień 1 stycznia 2017 r.	85	2 349
Nabycie spółki zależnej	-	2
Zakup*	12	247
Przyznane nieodpłatnie	21	-
Umorzenie	-56	-1 156
Stan na dzień 31 grudnia 2017 r.	62	1 442
Zakup*	39	1 714
Przyznane nieodpłatnie	17	-
Umorzenie	-70	-1 311
Sprzedaż	-11	-234
Stan na dzień 31 grudnia 2018 r.	37	1 611

*zakup na rynku spot (GK PGE zabezpiecza koszt emisji CO₂ także w oparciu o kontrakty terminowe, których powyższy bilans nie obejmuje)

Rezerwy na zakup uprawnień CO₂ (SSF, nota 20), w mln PLN

Stan na dzień 1 stycznia 2018 r.	1 453
Umorzenie	-1 311
Rozwiązanie rezerwy w 2018 r.	-29
Utworzenie rezerwy w 2018 r.	1 808
Stan na 31 grudnia 2018 r.	1 921

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

	2018 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	20 608
Podatki i opłaty	4 001

Analitycy sell-side pokrywający PGE

Instytucja	Analityk
BOŚ	Jakub Viscardi
Citigroup	Piotr Dzięciołowski
Erste Group	Tomasz Duda
Exane BNP Paribas	Michael Harleaux
IPOPEMA	Robert Maj
JP Morgan	Michał Kuzawiński
mBank	Kamil Kliszc
Pekao	Maksymilian Piotrowski
PKO BP	Stanisław Ozga
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
Santander Biuro Maklerskie	Paweł Puchalski
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
Wood & Company	Ondrej Slama

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

