



7 listopada 2018 r.



## Filip Grzegorzczak – Prezes Zarządu

- Kluczowe parametry i wydarzenia
- Projekty inwestycyjne i capex
- Program Poprawy Efektywności



## Marek Wadowski – Wiceprezes Zarządu ds. Finansów

- Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa
- Dane finansowe
- Wyniki segmentów
- Zadłużenie i finansowanie

## Kluczowe parametry za I-III kwartał 2018 r.

### Wyniki Grupy TAURON za I-III kwartał 2018 r.

[mln zł]		Q1-Q3 2018 vs Q1-Q3 2017	
Przychody ze sprzedaży	13 302	3%	
EBITDA	2 972	1%	
Wynik netto*	853	(28)%	
CAPEX	2 325	5%	
Dług netto/EBITDA	2,24x	spadek o 0,03 (vs 31.12.2017)	wzrost o 0,13 (vs 30.09.2017)

### Dane operacyjne za I-III kwartał 2018 r.

		Q1-Q3 2018 vs Q1-Q3 2017
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	3,61	(23)%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	11,90	(15)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	7,42	(6)%
Dystrybucja energii el. [TWh]	38,84	1%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	25,37	(1)%

\* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

## Kluczowe parametry za III kwartał 2018 r.

### Wyniki Grupy TAURON za III kwartał 2018 r.

[mln zł]		Q3 2018 vs Q3 2017	
Przychody ze sprzedaży	4 476	9%	
EBITDA	778	(2)%	
Wynik netto*	286	52%	
CAPEX	844	17%	
Dług netto/EBITDA	2,24x	spadek o 0,03 (vs 31.12.2017)	wzrost o 0,13 (vs 30.09.2017)

### Dane operacyjne za III kwartał 2018 r.

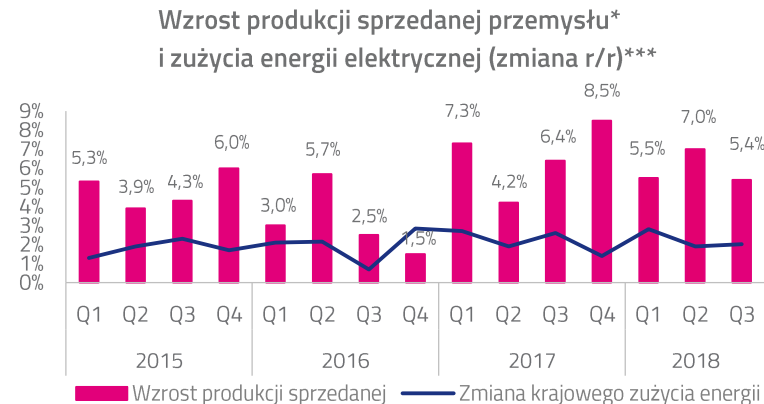
		Q3 2018 vs Q3 2017
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,09	(20)%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	4,35	(5)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	0,70	(15)%
Dystrybucja energii el. [TWh]	12,83	2%
Sprzedaż detaliczna energii el. [TWh]	8,17	(2)%

\* przynależny akcjonariuszom jednostki dominującej

## Podsumowanie kluczowych wydarzeń

8 marca	Pozyskanie nowego finansowania na dokończenie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli
9 marca	Wydłużenie okresu dostępności środków finansowych w ramach Programu Emisji Obligacji do 2022 r.
28 marca	Podpisanie umów dotyczących warunków zaangażowania Polskiego Funduszu Rozwoju w projekt budowy bloku o mocy 910 MW w Jaworznie. Wysokość zaangażowania: do 880 mln zł
6 kwietnia	Rozwiązanie rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych w TAURON Wytwarzanie - pozytywny wpływ na EBITDA I kwartału 2018 r.: 230 mln zł
13 czerwca	TAURON wraz z PFR tworzy pierwszy w Polsce fundusz Corporate Venture Capital w celu rozwijania innowacji
2 października	Rozpoczęcie negocjacji w sprawie nabycia farm wiatrowych o łącznej mocy około 200 MW zlokalizowanych w północnej Polsce należących do grupy in.ventus
4 października	Rozpoczęcie rozruchu bloku energetycznego o mocy 910 MW w Jaworznie
18 października	Podpisanie przez TAURON i KGHM listu intencyjnego dotyczącego współpracy w obszarze budowania infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, rozwoju usługi carsharingu oraz działań proekologicznych
19 października	Spełnienie ostatniego warunku zawieszającego z umowy inwestycyjnej dotyczącej projektu budowy bloku o mocy 910 MW w Jaworznie – uzyskanie decyzji Szefa Krajowej Administracji Skarbowej (decyzja APA)

# Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa



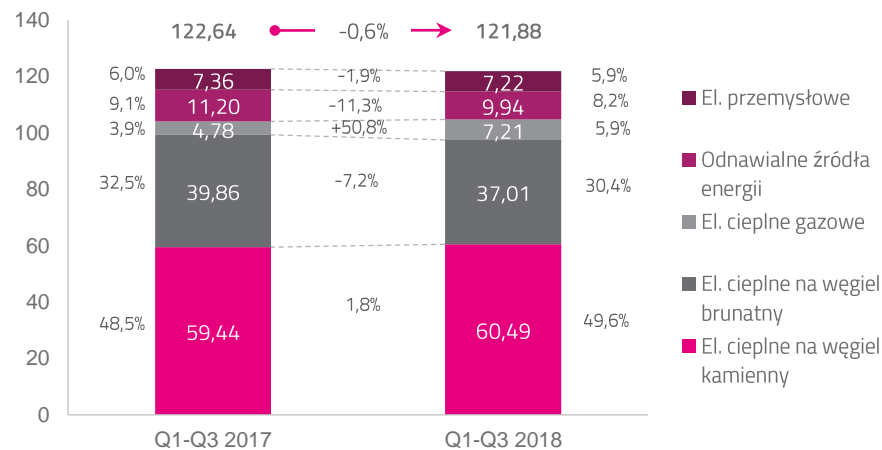
## Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Y-13	191,60	108 861
Y-14	160,40	142 841
Y-15	168,11	146 932
Y-16	166,47	147 923
Y-17	160,27	76 729
Y-18	165,98	65 227
Y-19	225,71	105 882
Y-20	251,13	11 050

Średnie ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym (wg URE):

- 2014 r.: 163,58 zł/MWh
- 2015 r.: 169,99 zł/MWh
- 2016 r.: 169,70 zł/MWh
- 2017 r.: 163,70 zł/MWh
- 2018 r.: 191,74 zł/MWh (estymacja)

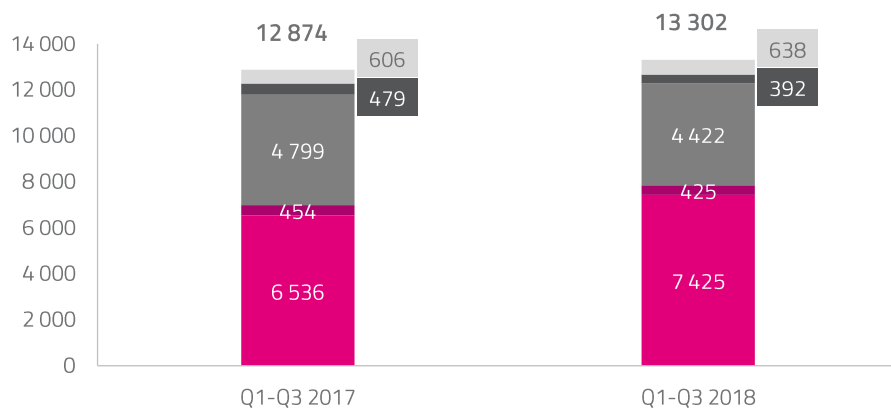
## Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce\*\*\* [TWh]



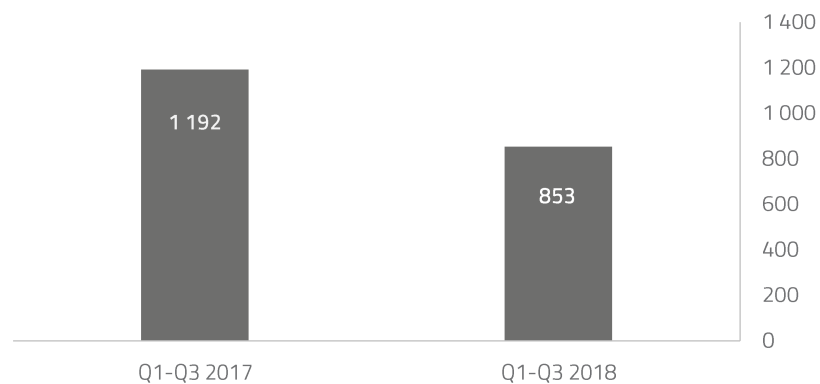
# Podstawowe dane finansowe za I-III kwartał 2018 r.



Przychody ze sprzedaży [mln zł]

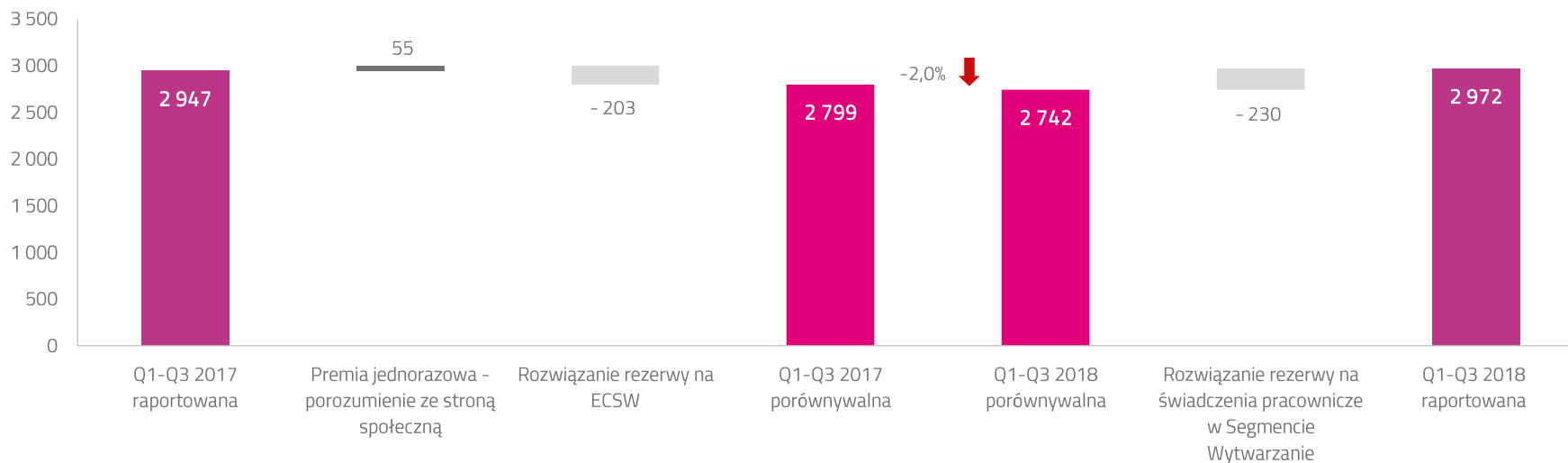


Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



■ Energia elektryczna ■ Energia ciepła ■ Usługi dystrybucyjne i handlowe ■ Węgiel ■ Pozostałe przychody

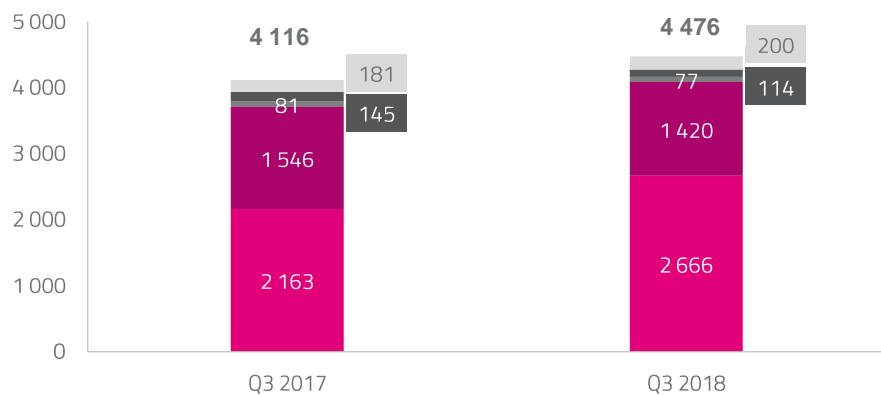
EBITDA Q1-Q3 2018 vs Q1-Q3 2017 [mln zł]



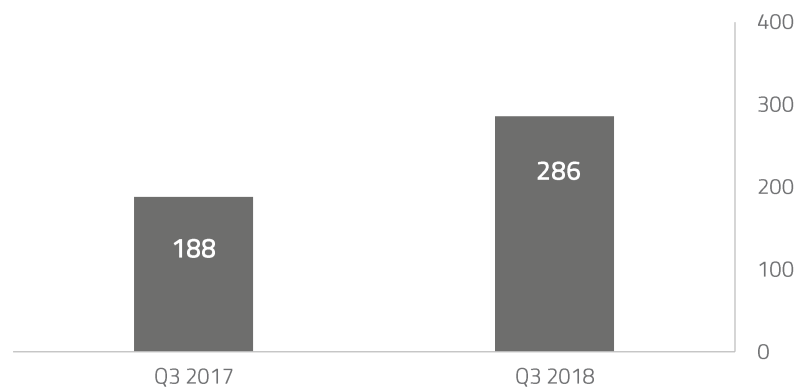
# Podstawowe dane finansowe za III kwartał 2018 r.



Przychody ze sprzedaży [mln zł]



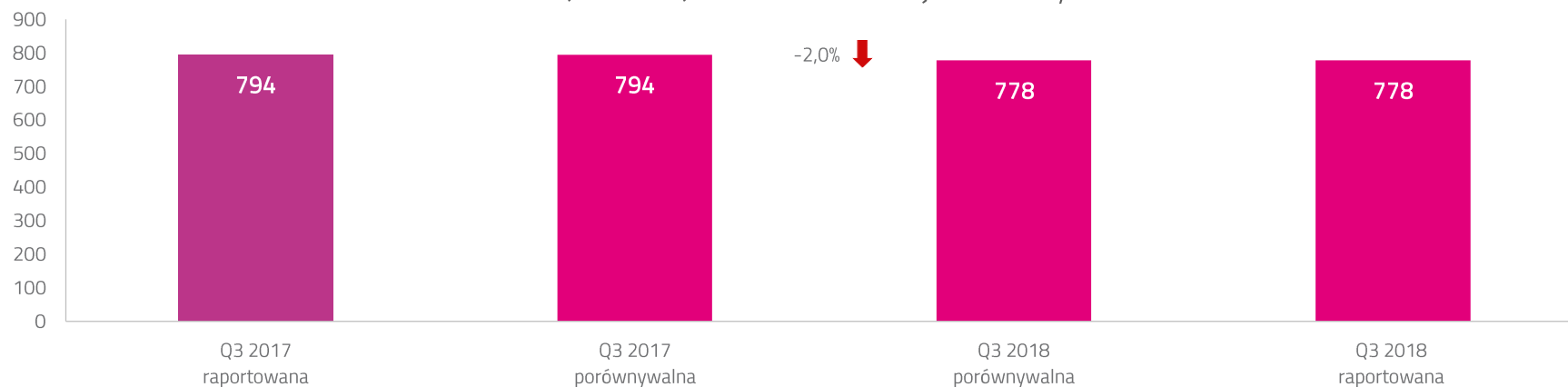
Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



■ Energia elektryczna ■ Usługi dystrybucyjne i handlowe ■ Energia ciepła ■ Węgiel ■ Pozostałe przychody

EBITDA Q3 2018 vs Q3 2017 [mln zł]

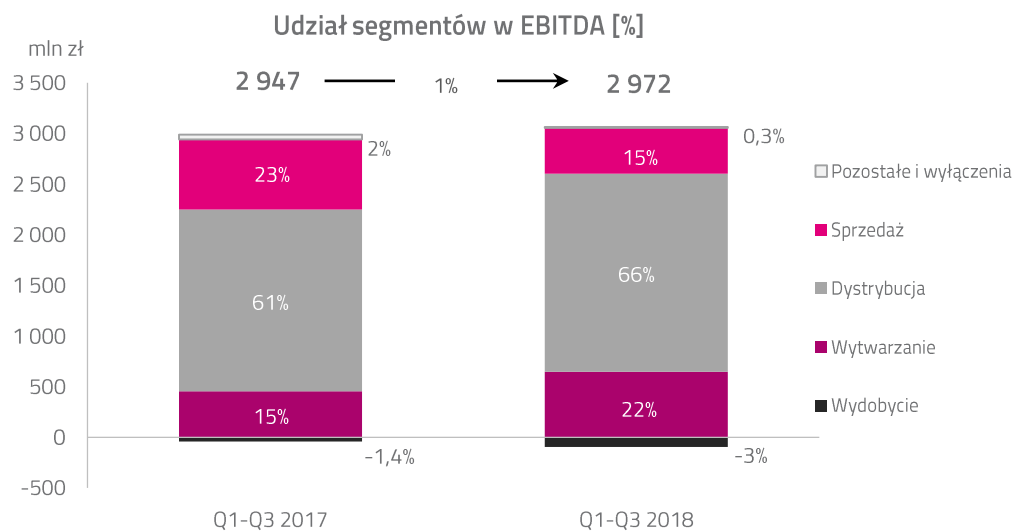
W Q3 2018 i Q3 2017 brak zdarzeń jednorazowych





# Wyniki kluczowych segmentów za I-III kwartał 2018 r.

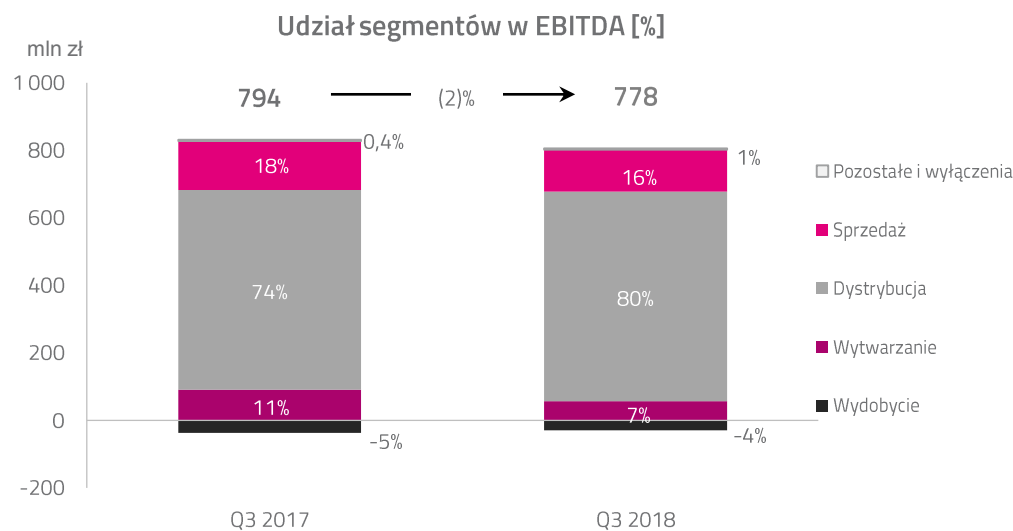
[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	951	3 269	4 569	9 828	(5 315)
EBITDA	(94)	649	1 957	451	10
EBIT	(917)	691	1 143	446	(58)
CAPEX	161	909	1 209	6	40



\* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

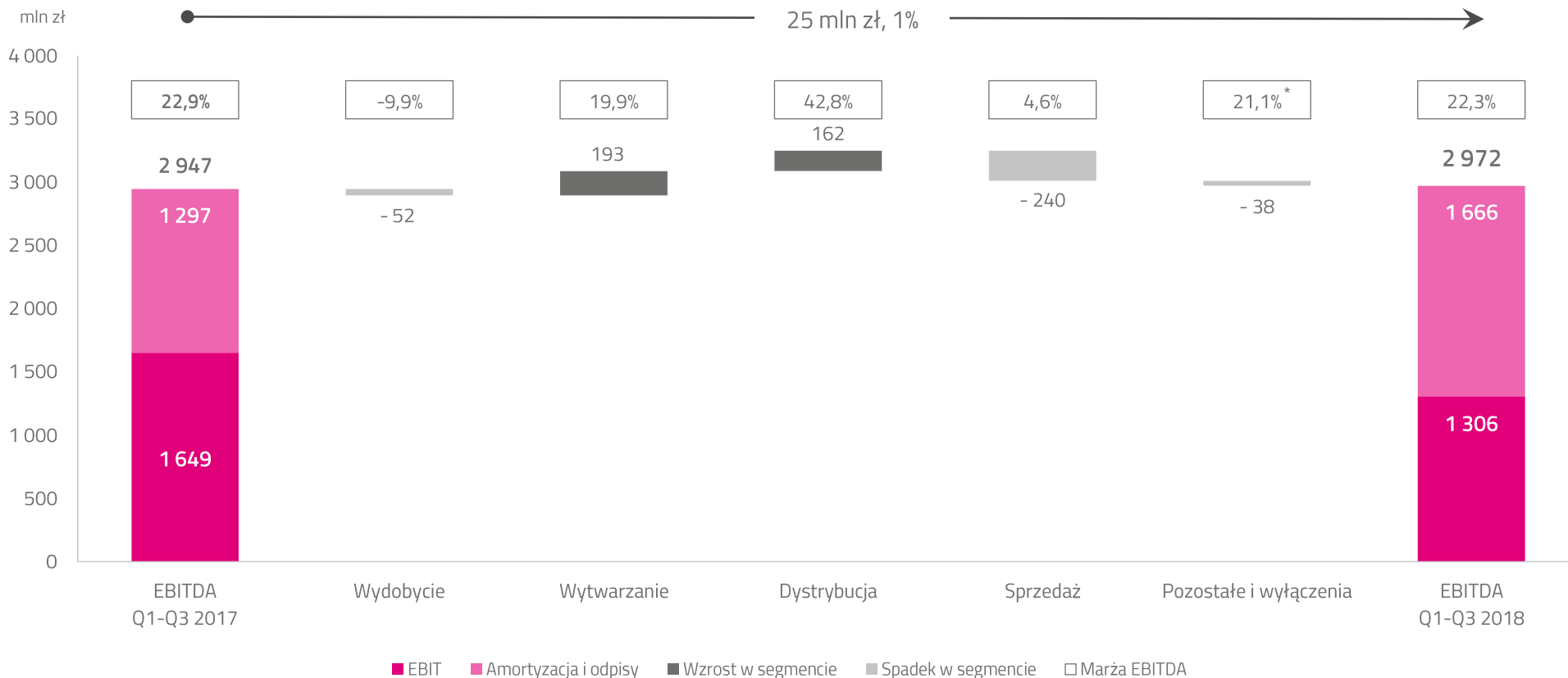
# Wyniki kluczowych segmentów za III kwartał 2018 r.

[mln zł]	Wydobycie	Wytwarzanie	Dystrybucja	Sprzedaż	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody segmentu	273	1 149	1 482	3 415	(1 843)
EBITDA	(29)	57	621	125	4
EBIT	(51)	(50)	347	123	(19)
CAPEX	70	340	415	2	18



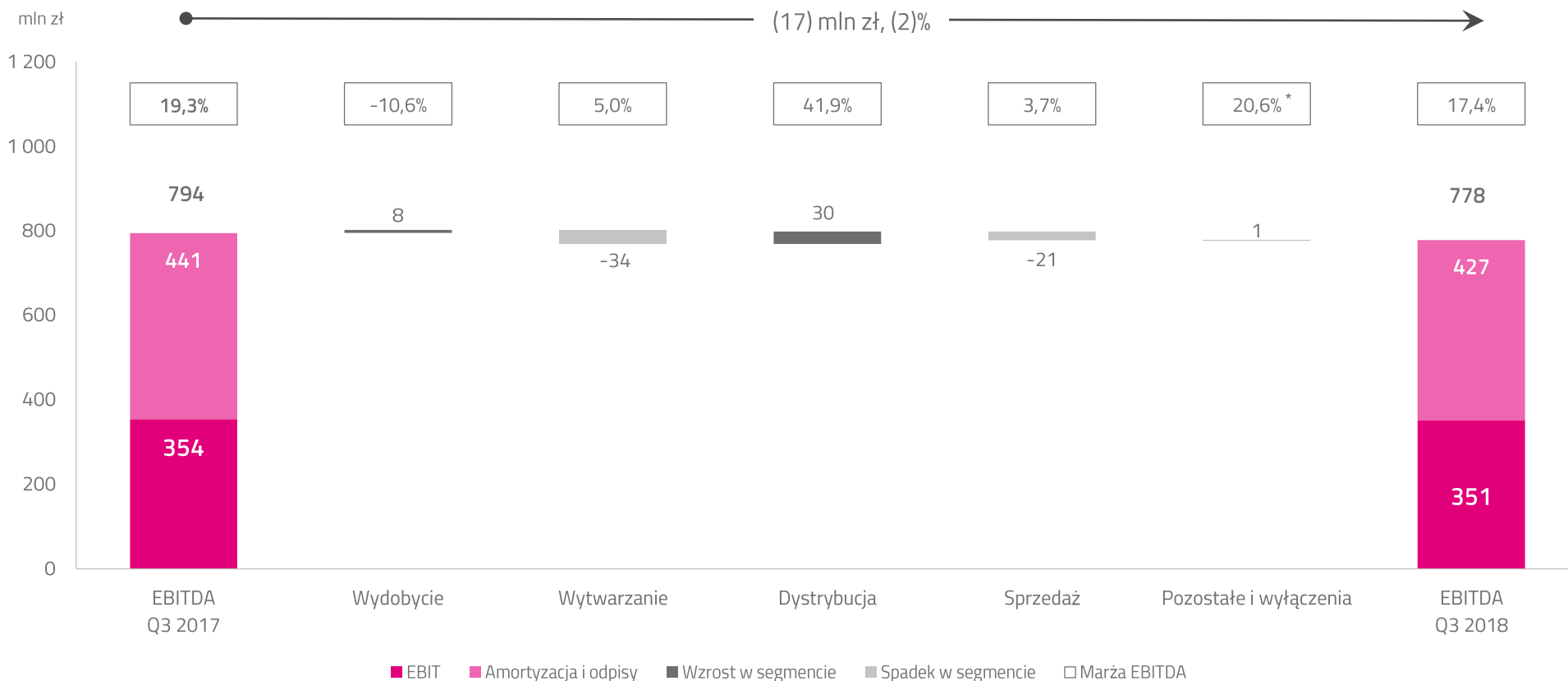
\* Pozycje nie zawarte w przedstawionych segmentach

# EBITDA za I-III kwartał 2018 r.



\*marża EBITDA segmentu Pozostałe

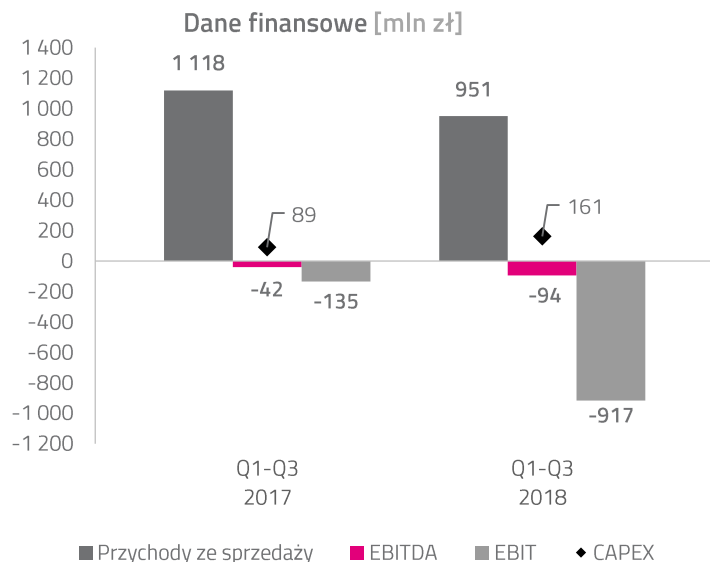
# EBITDA za III kwartał 2018 r.



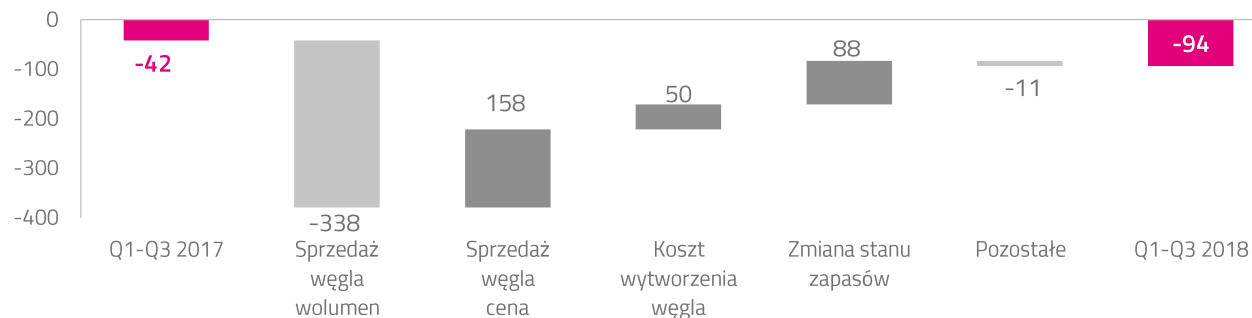
\*marża EBITDA segmentu Pozostałe

## Segment Wydobycie

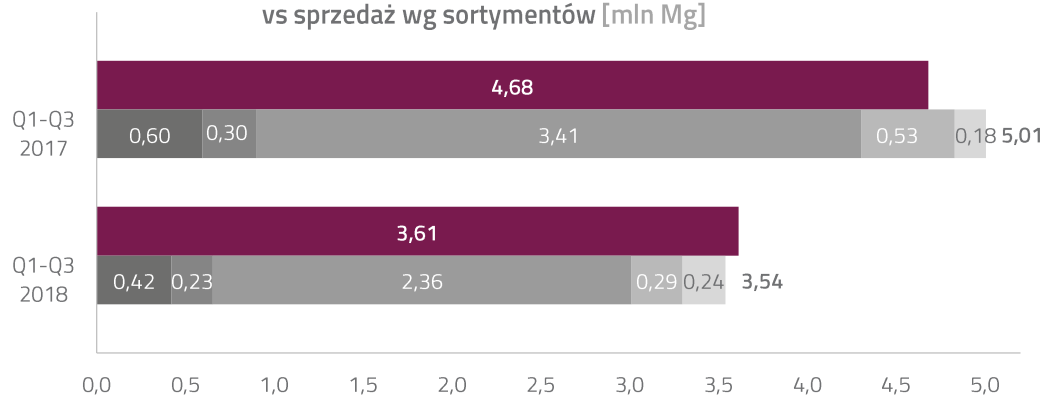
# Segment Wydobycie – I-III kwartał 2018 r.



### Zmiana EBITDA [mln zł]



### Wolumen produkcji węgla handlowego vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]



■ Produkcja węgla handlowego   
 ■ Sprzedaż sortymentów grubych   
 ■ Sprzedaż sortymentów średnich  
■ Sprzedaż mialów w Grupie   
 ■ Sprzedaż mialów poza Grupę   
 ■ Sprzedaż mułków

Wzrost ceny jednostkowej sprzedanego węgla



Spadek produkcji węgla handlowego



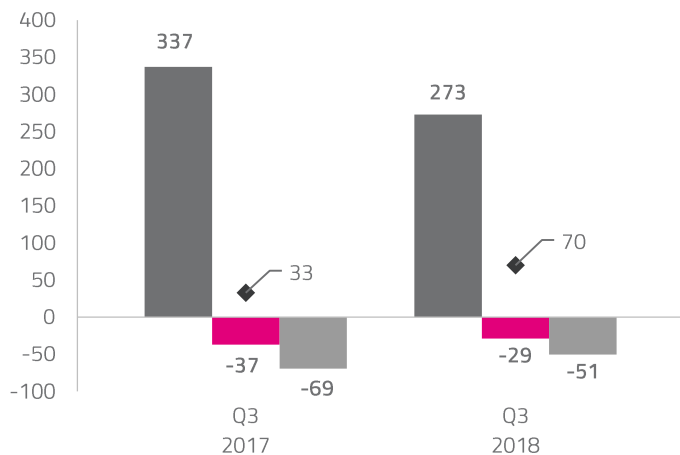
Wyższy o 31,7% jednostkowy mining cash cost\* (z 186 zł/Mg do 245 zł/Mg)



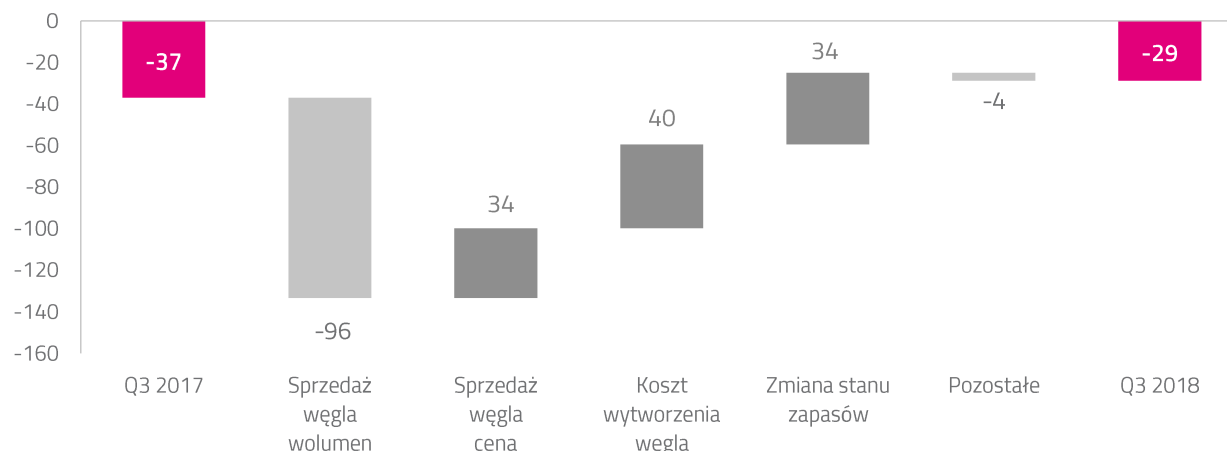
\* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów nie związanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów nie mających trwałego wpływu na przepływy spółki

# Segment Wydobycie – III kwartał 2018 r.

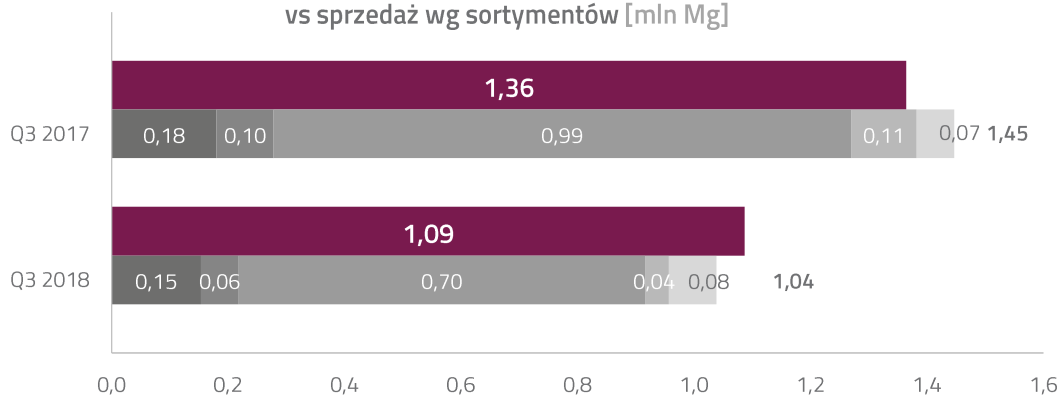
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Wolumen produkcji węgla handlowego vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]



■ Produkcja węgla handlowego    
 ■ Sprzedaż sortymentów grubych    
 ■ Sprzedaż sortymentów średnich  
■ Sprzedaż miałów w Grupie    
 ■ Sprzedaż miałów poza Grupę    
 ■ Sprzedaż mułków

Wzrost ceny jednostkowej sprzedanego węgla



Spadek produkcji węgla handlowego



Wyższy o 15,6% jednostkowy mining cash cost\* (z 224 zł/Mg do 259 zł/Mg)



\* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów nie związanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów nie mających trwałego wpływu na przepływy spółki

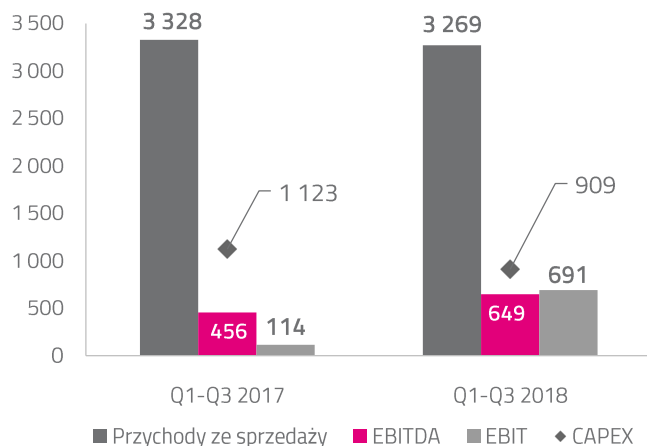
## Segment Wytwarzanie



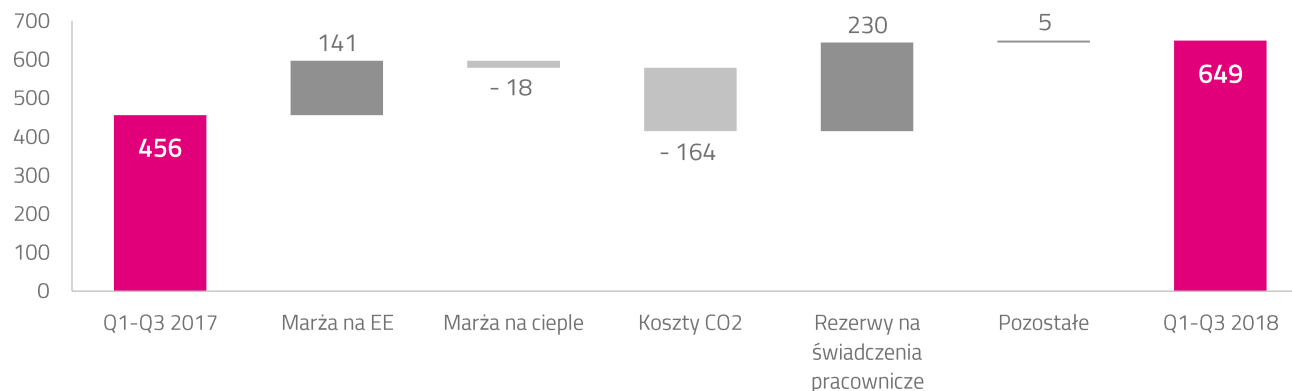
# Segment Wytwarzanie – I-III kwartał 2018 r.



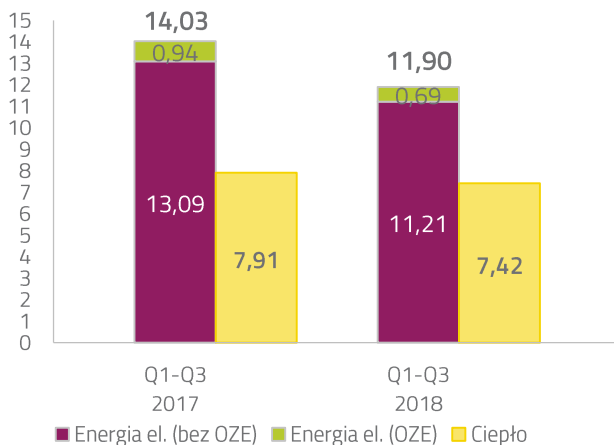
Dane finansowe [mln zł]



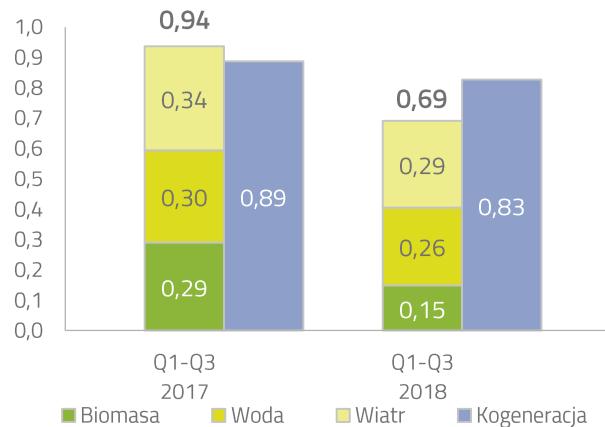
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja brutto energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



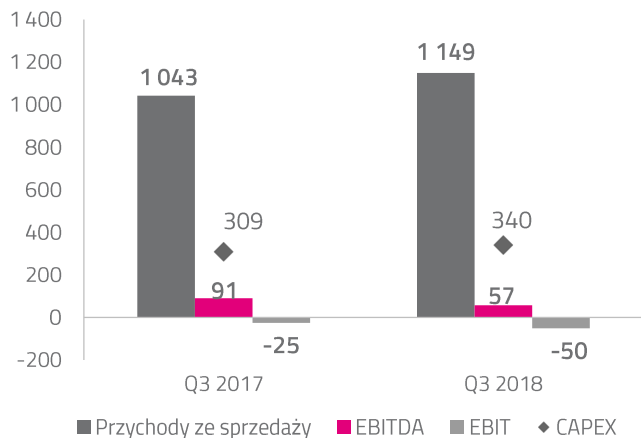
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



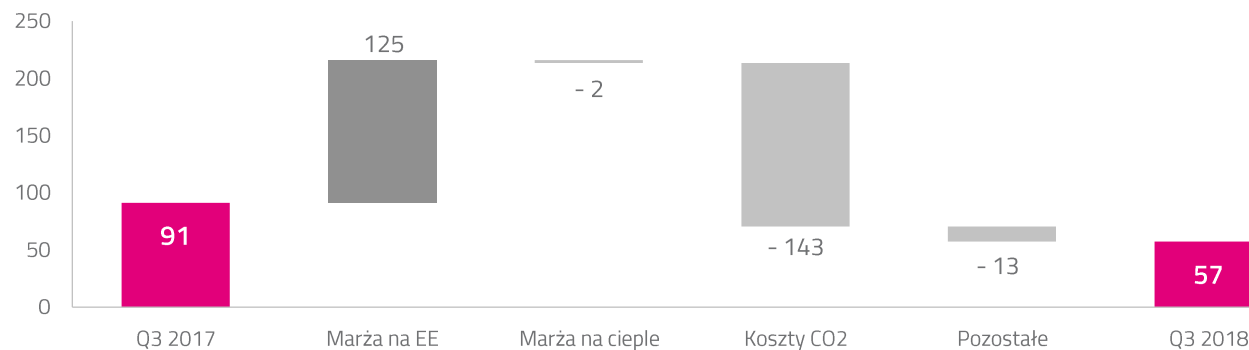
- Korzystny wpływ rozwiązania rezerw na świadczenia pracownicze ✓
- Wzrost cen energii elektrycznej ✓
- Wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> -
- Wzrost cen węgla -

# Segment Wytwarzanie – III kwartał 2018 r.

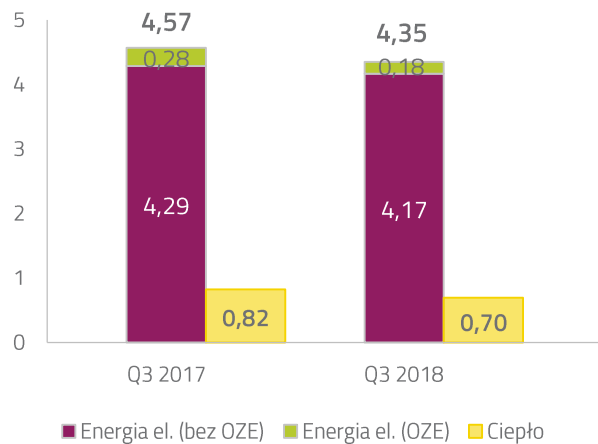
Dane finansowe [mln zł]



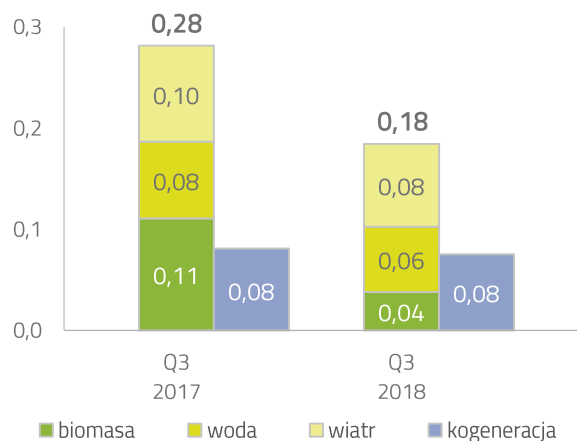
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja brutto energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



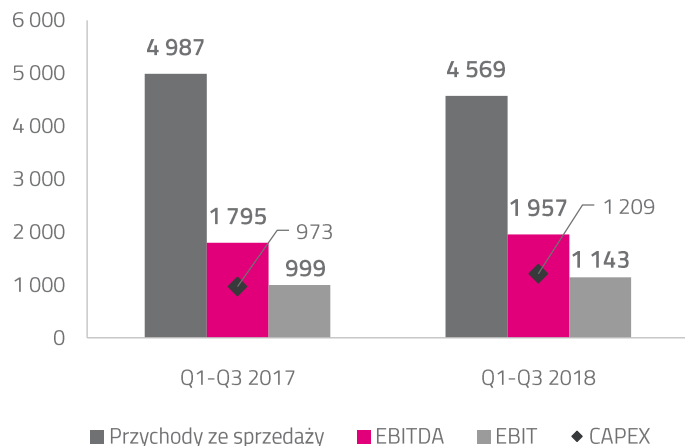
Wzrost cen energii elektrycznej	✓
Wzrost cen PM OZE	✓
Wzrost cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	-
Wzrost cen węgla	-

## Segment Dystrybucja

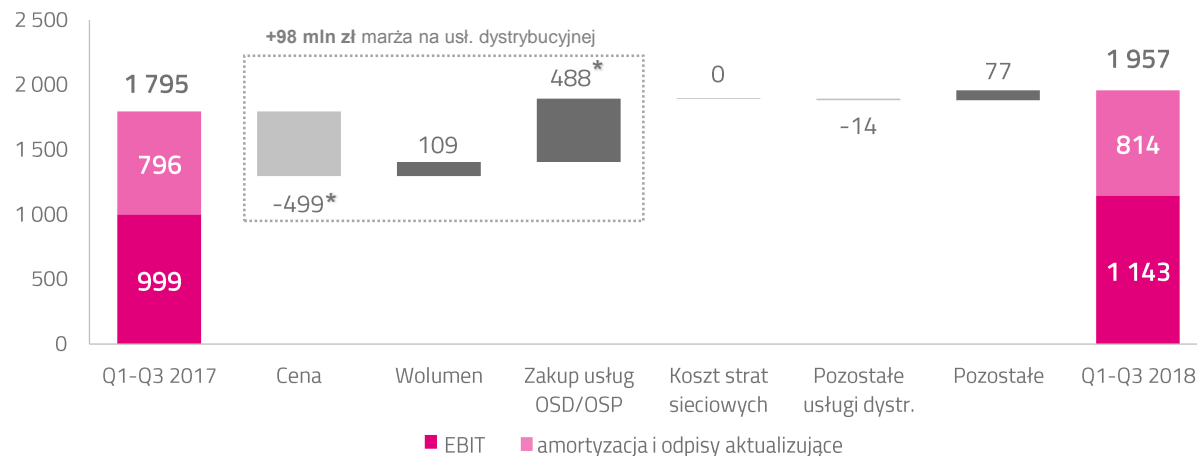
# Segment Dystrybucja – I-III kwartał 2018 r.



Dane finansowe [mln zł]

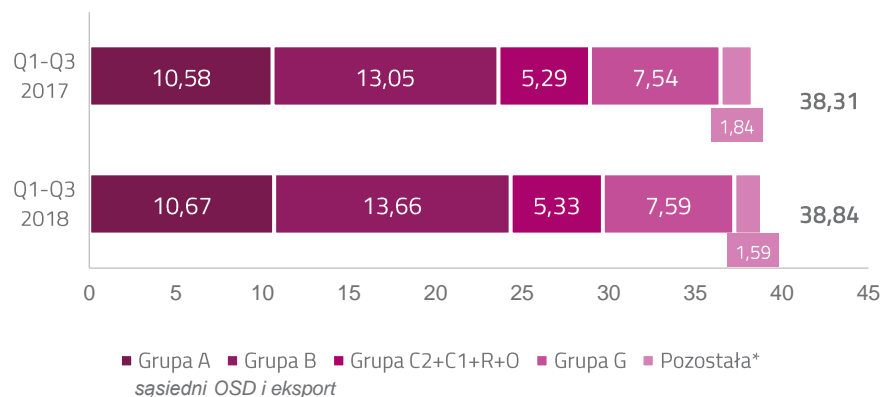


Zmiana EBITDA [mln zł]



\*W związku ze zmianą MSSF15 z przychodów i kosztów roku 2018 wyłączona zostaje opłata przejściowa

Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]

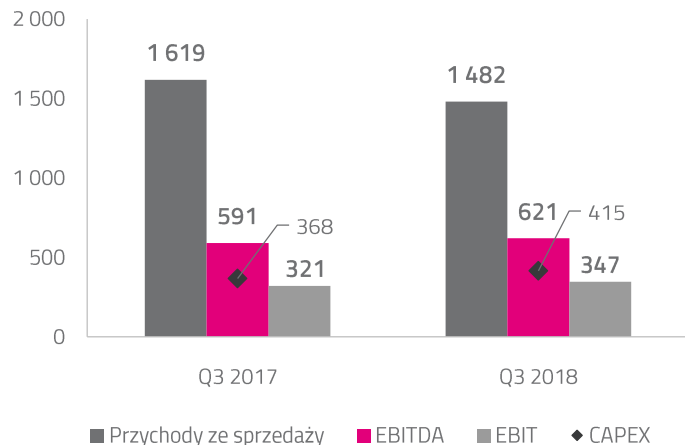


- Wzrost marży na sprzedaży usługi dystrybucyjnej ✓
- Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 533 GWh ✓
- One-off – rozwiązanie rezerwy z tytułu doszacowania (112 GWh) ✓
- Spadek kosztów stałych z tytułu niższych kosztów pracy i kosztów utrzymania majątku ✓

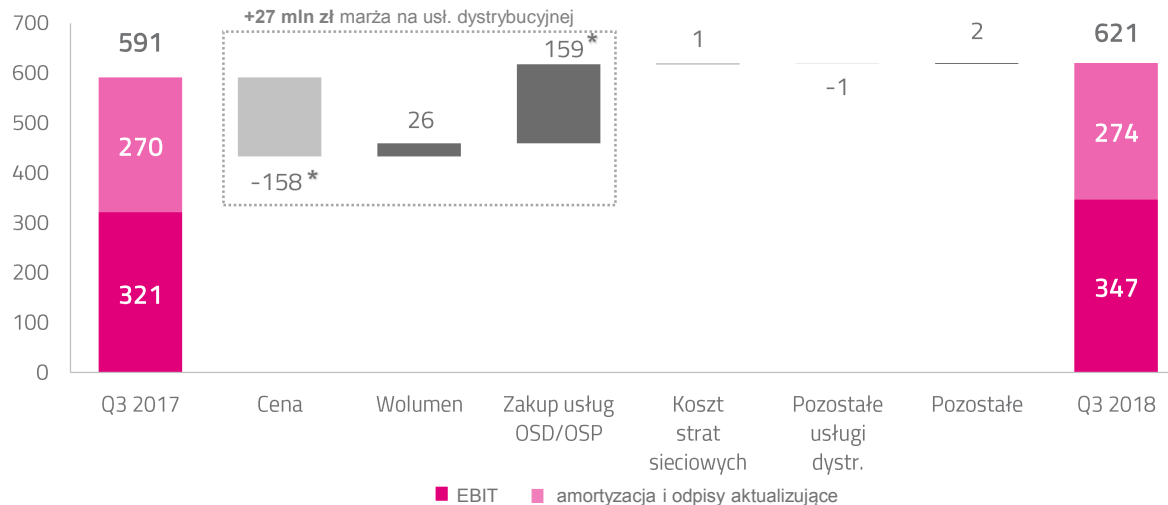
# Segment Dystrybucja – III kwartał 2018 r.



Dane finansowe [mln zł]

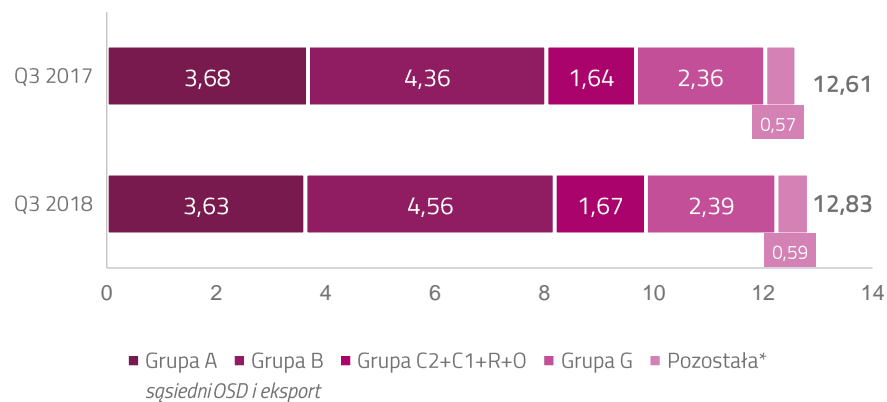


Zmiana EBITDA [mln zł]



\* W związku ze zmianą MSSF15 z przychodów i kosztów roku 2018 wyłączona zostaje opłata przejściowa

Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]

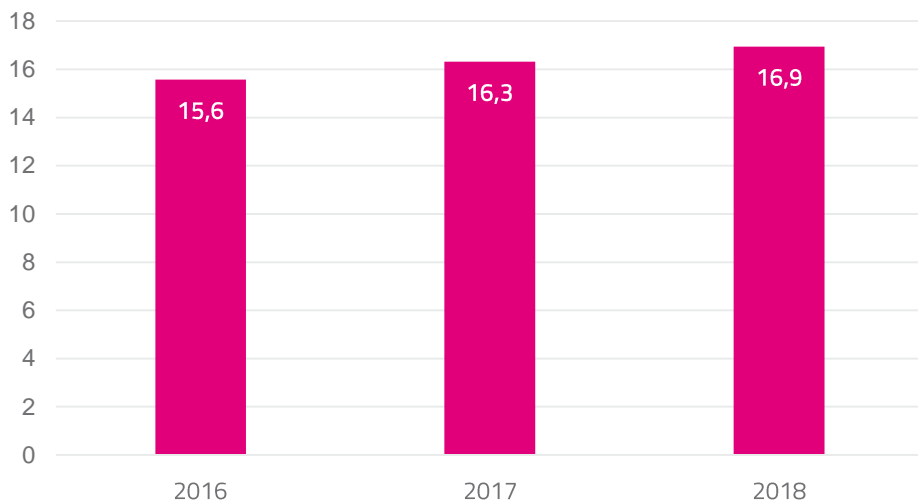


- Wzrost marży na sprzedaży usługi dystrybucyjnej ✓
- Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii o 226 GWh ✓
- Niższy wskaźnik różnicy bilansowej o 0,3 pp., spadek wolumenu EE na różnicę bilansową o 29 GWh ✓

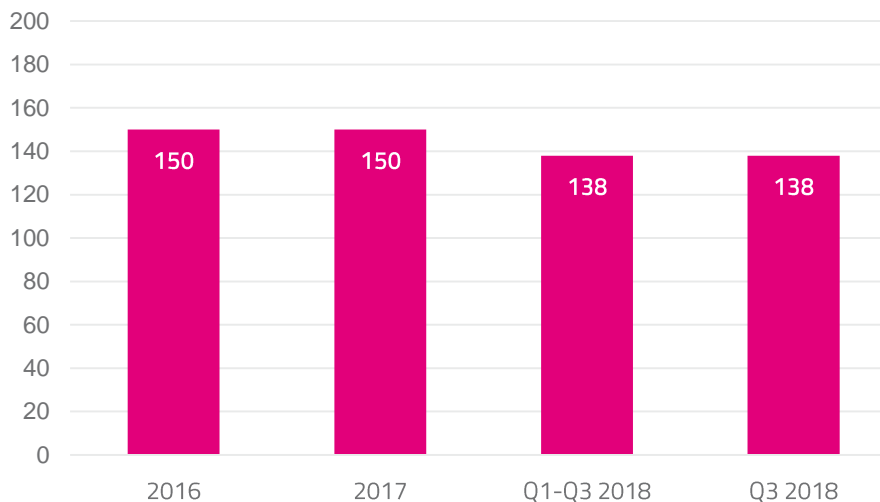
# Segment Dystrybucja – kluczowe parametry



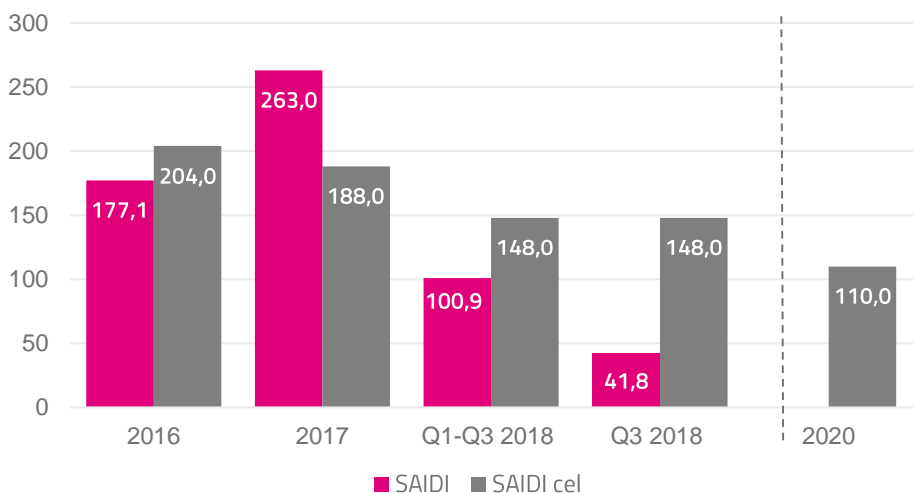
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



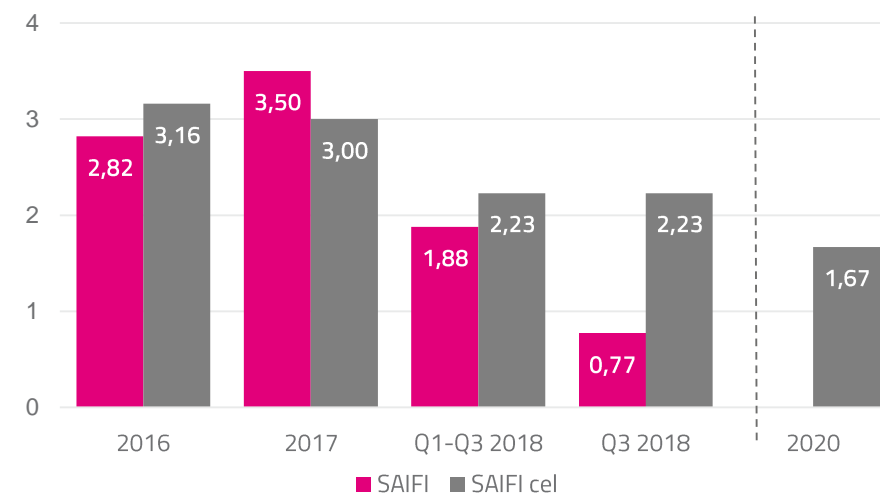
Czas przyłączenia odbiorców [dni]



SAIDI [min.]



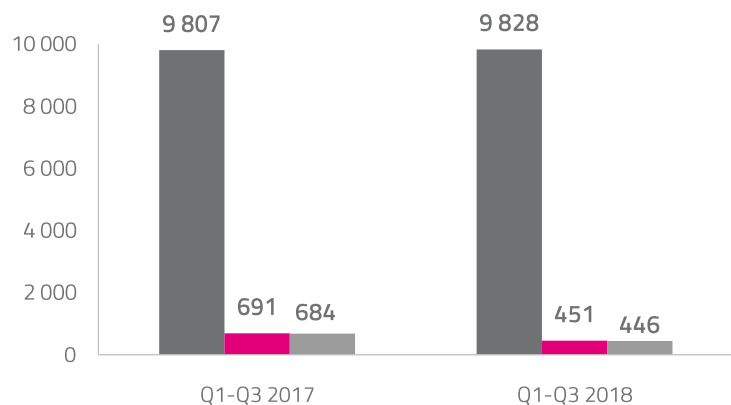
SAIFI [szt.]



## Segment Sprzedaż

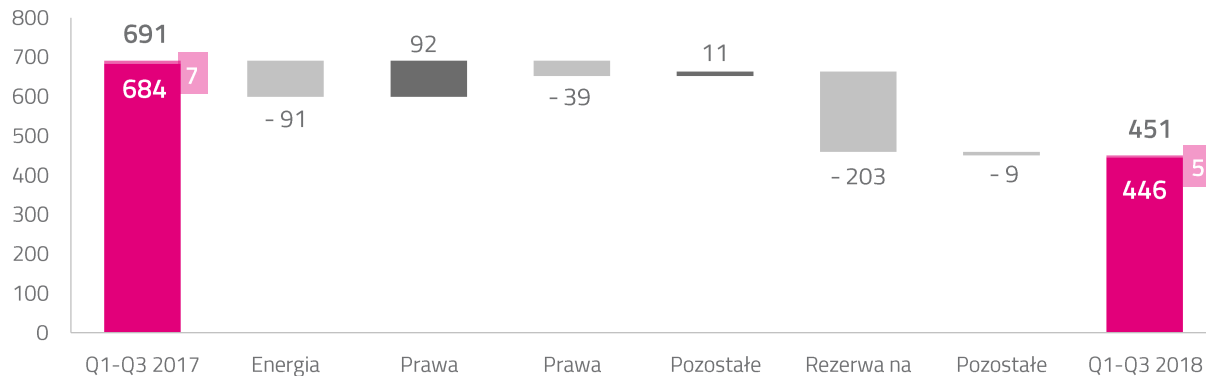
# Segment Sprzedaż – I-III kwartał 2018 r.

Dane finansowe [mln zł]



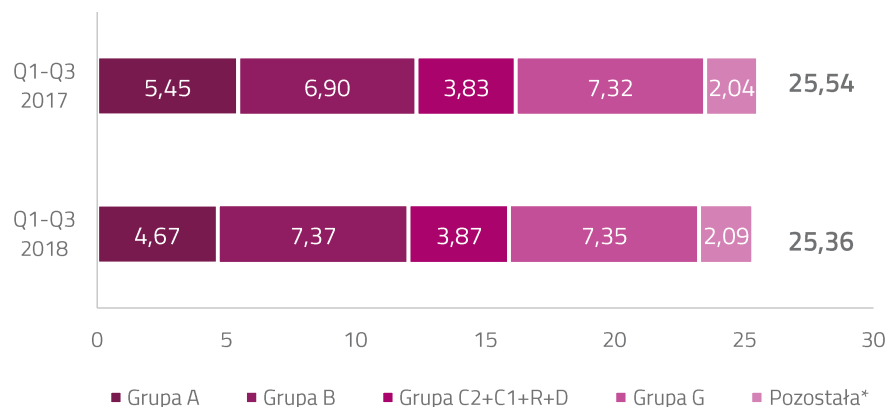
■ Przychody ze sprzedaży ■ EBITDA ■ EBIT

Zmiana EBITDA [mln zł]



■ EBIT ■ Amortyzacja i odpisy aktualizujące

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



■ Grupa A ■ Grupa B ■ Grupa C2+C1+R+D ■ Grupa G ■ Pozostała\*

■ Wzrost cen zakupu energii elektrycznej



■ Zmiana ustawowego obowiązku umorzenia praw majątkowych



■ Pozytywny efekt rozliczania PMOZE



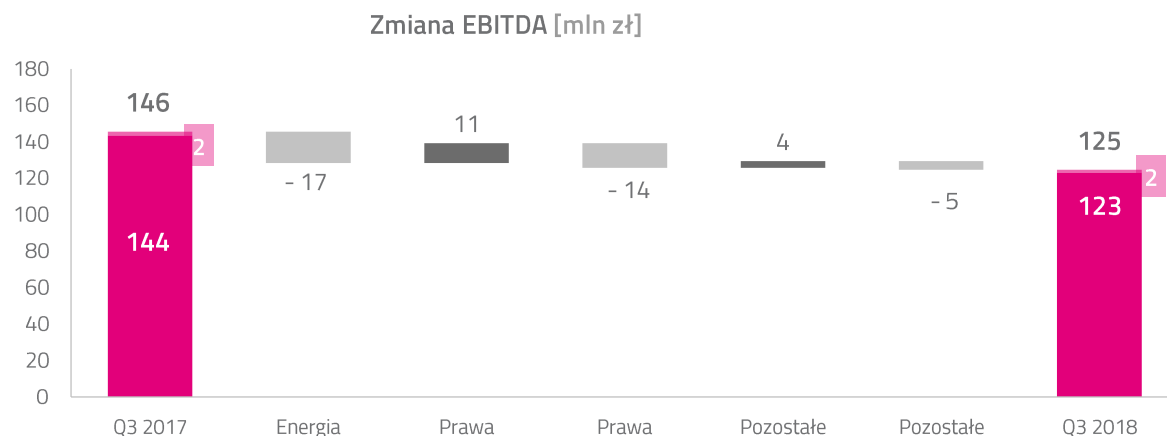
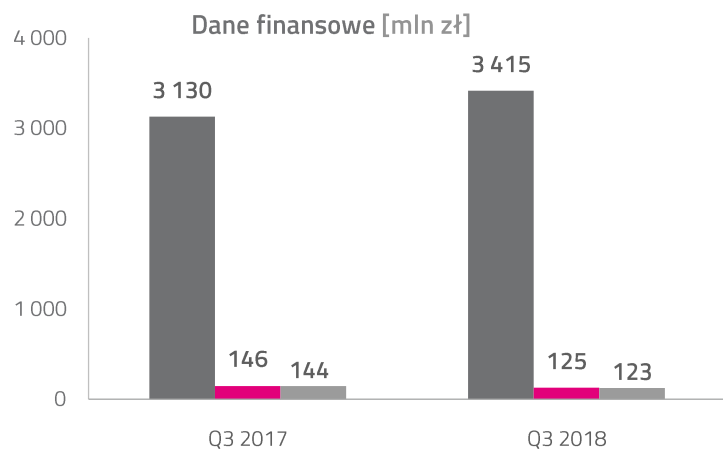
■ Podwyżka cenników ABC



\*uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy



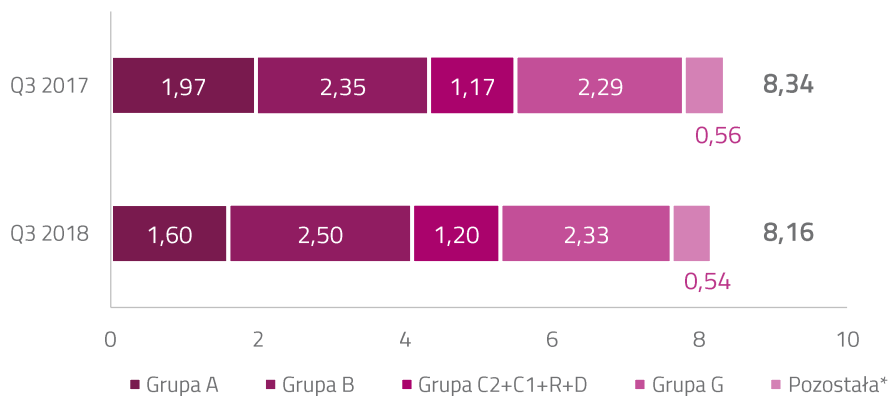
# Segment Sprzedaż – III kwartał 2018 r.



■ Przychody ze sprzedaży ■ EBITDA ■ EBIT

■ EBIT ■ Amortyzacja i odpisy aktualizujące

## Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



■ Wzrost cen zakupu energii elektrycznej



■ Zmiana ustawowego obowiązku umorzenia praw majątkowych



■ Pozytywny efekt rozliczania PMOZE



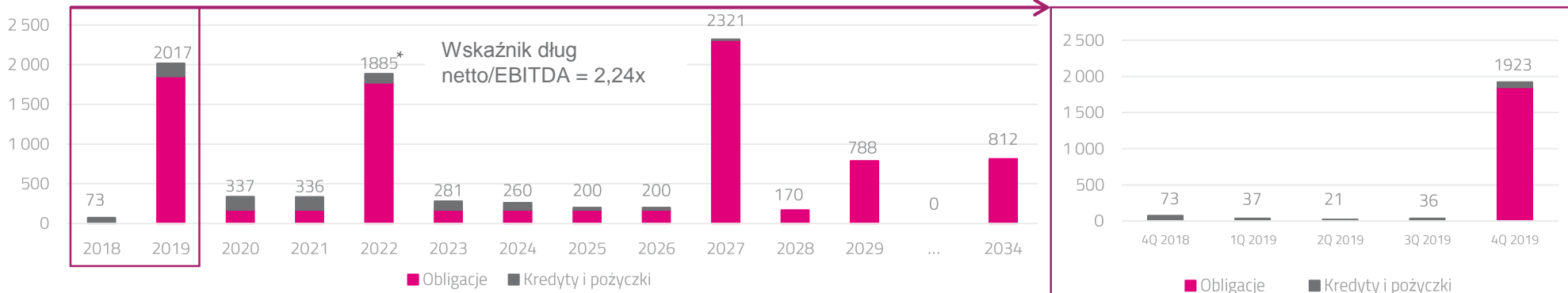
■ Podwyżka cenników ABC



\*uwzględnia sprzedaż na pokrycie różnicy bilansującej i do odbiorców końcowych w ramach Grupy

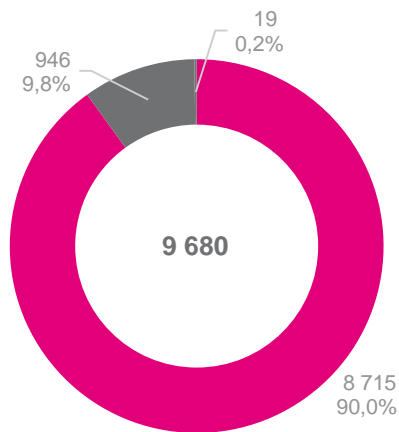
# Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON wg stanu na dzień 30.09.2018 r. [mln zł]



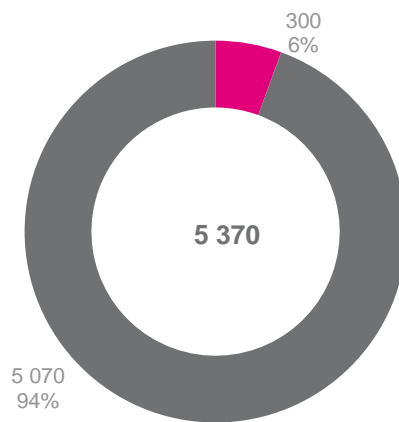
\* Przy założeniu rolowania obligacji wyemitowanych w ramach Programu Emisji Obligacji (termin wykupu zgodnie z warunkami emisji to 2020 r., rolowanie do końca terminu dostępności środków, tj. do 2022 r.)

Struktura zadłużenia finansowego Grupy TAURON na 30.09.2018 r. [mln zł]



■ Obligacje ■ Kredyty EBI ■ Pożyczki z NFOŚiGW / WFOŚiGW

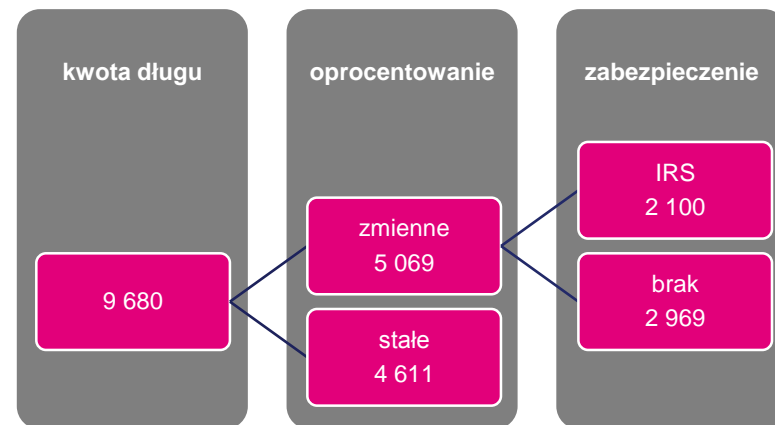
Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 30.09.2018 r. [mln zł]



■ Cash pool ■ Programy emisji obligacji

- Zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu obligacji, kredytów i pożyczek) na 30.09.2018 r. wynosi: 9 680 mln zł
- Średnioważona zapadalność długu wg stanu na 30.09.2018 r. wynosi 77 miesięcy (przy założeniu rolowania obligacji do 2022 r.)
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 38% długu ogółem

Struktura długu ze względu na stopę oprocentowania [mln zł]

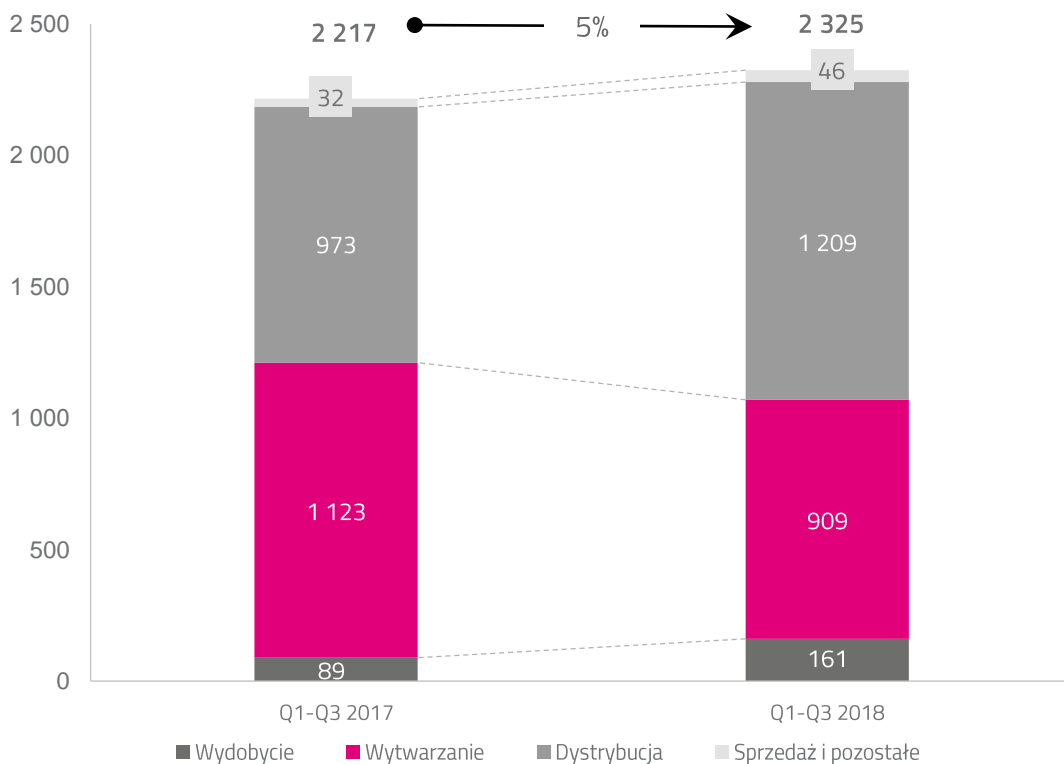


## CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW <sub>e</sub> )	Moc (MW <sub>t</sub> )	Zaawansowanie prac (proc.)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Jaworznie	910	-	80	2019
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	86	2019
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	61	2021
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	27	2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	35	2025
Program Likwidacji Niskiej Emisji	-	183	10	2023
Ucieplnienie Elektrowni Łagisza przez modernizację turbiny 460 MW, budowę stacji ciepłowniczej oraz kotłów szczytowo-rezerwowych	-	150+144	21	2020

# CAPEX – podział na segmenty

Nakłady inwestycyjne wg segmentów [mln zł]  
(bez inwestycji kapitałowych)



\* w tym koszty finansowe Q3 2017: 70 mln, Q3 2018: 125 mln zł

## Główne inwestycje realizowane w Q1-Q3 2018 r.:

### Wydobycie:

- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (63 mln zł)
- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (53 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (25 mln zł)

### Wytwarzanie:

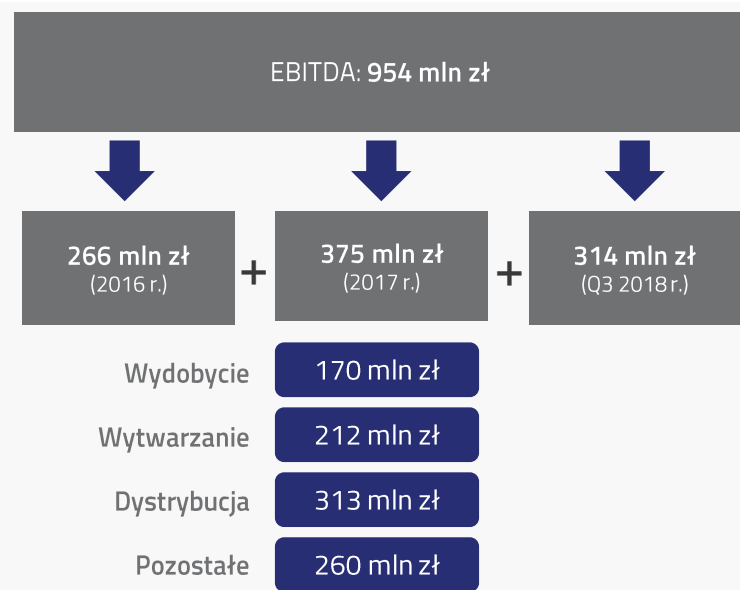
- Budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (693 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe (49 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów (17 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (10 mln zł)
- Przyłączanie obiektów ogrzewanych ze źródeł niskiej emisji do sieci ciepłowniczych (5 mln zł)

### Dystrybucja:

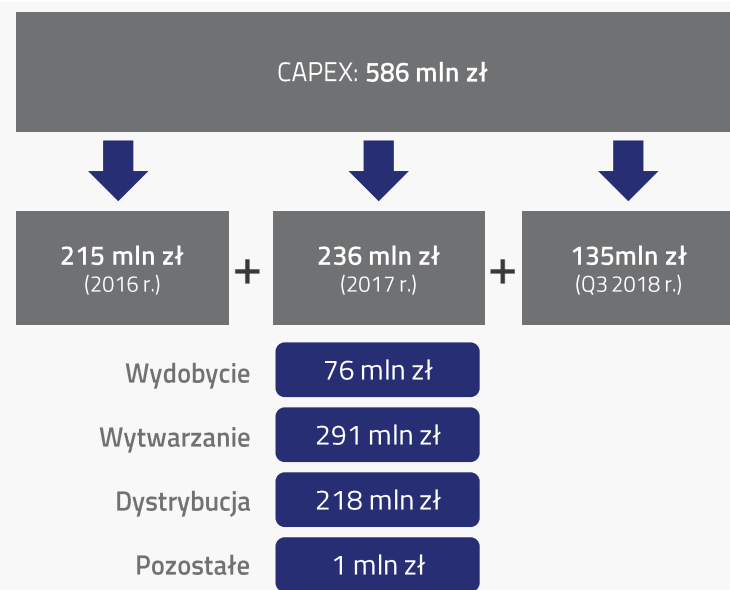
- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (637 mln zł)
- Budowa nowych przyłączy (466 mln zł)

# Efekty Programu Poprawy Efektywności od 2016 r. do III kwartału 2018 r.

**EBITDA: +954 mln zł** (wartość skumulowana w okresie 2016-Q3 2018) / **+400 mln zł rocznie** (wartość powtarzalna od 2018 r.)  
**CAPEX: 586 mln zł** (oszczędności na wydatkach inwestycyjnych w okresie 2016-Q3 2018)



- Racjonalizacja kosztów zatrudnienia: **476 mln zł**
- Optymalizacja majątku: **126 mln zł**
- Reorganizacja procesów: **352 mln zł**
  - ✓ Poprawa efektywności w zakresie dystrybucji
  - ✓ Obniżenie kosztów IT
  - ✓ Zmniejszenie kosztów obsługi klientów



- Efektywniejsze zarządzanie majątkiem: **384 mln zł**
- Optymalizacja zakupów: **202 mln zł**

## Dziękujemy – Q & A



### Zespół Relacji Inwestorskich

**Marcin Lauer**

[marcin.lauer@tauron.pl](mailto:marcin.lauer@tauron.pl)

tel. + 48 32 774 27 06

**Paweł Gaworzyński**

[pawel.gaworzynski@tauron.pl](mailto:pawel.gaworzynski@tauron.pl)

tel. + 48 32 774 25 34

**Mirosław Szczygielski**

[miroslaw.szczygielski@tauron.pl](mailto:miroslaw.szczygielski@tauron.pl)

tel. + 48 516 112 858

**Magdalena Wilczek**

[magdalena.wilczek@tauron.pl](mailto:magdalena.wilczek@tauron.pl)

tel. + 48 723 600 894

**Katarzyna Heinz**

[katarzyna.heinz@tauron.pl](mailto:katarzyna.heinz@tauron.pl)

tel. + 48 32 774 25 38

---

Niniejsza prezentacja ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

Niniejsza prezentacja została sporządzona przez TAURON Polska Energia S.A. („Spółka”).

Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie ponoszą odpowiedzialności z tytułu jakiegokolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związany z niniejszą prezentacją.

Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

W zakresie, w jakim niniejsza prezentacja zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, a w szczególności słowa „projektowany”, „planowany”, „przewidywany” i podobne wyrażenia (łącznie z ich zaprzeczeniami), stwierdzenia te wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością oraz innymi czynnikami, których skutkiem może być to, że rzeczywiste wyniki, sytuacja finansowa, działania i osiągnięcia Spółki albo wyniki branży będą istotnie różnić się od jakichkolwiek przyszłych wyników, działań lub osiągnięć wyrażonych w takich stwierdzeniach dotyczących przyszłości.

Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
Dom Maklerski mBanku	<b>Kamil Kliszczyk</b>
Societe Generale	<b>Bartłomiej Kubicki</b>
Dom Maklerski Santander	<b>Paweł Puchalski</b>
Dom Maklerski PKO BP	<b>Stanisław Ozga</b>
Dom Maklerski Banku Handlowego	<b>Piotr Dzięciołowski</b>
Ipopema	<b>Robert Maj</b>
Erste Group	<b>Tomasz Duda</b>

<b>Instytucja</b>	<b>Analityk</b>
Raiffeisen Centrobank	<b>Teresa Schinwald</b>
Trigon	<b>Krzysztof Kubiszewski</b>
WOOD & Company	<b>Ondrej Slama</b>
Dom Maklerski BOŚ	<b>Jakub Viscardi</b>
Exane BNP Paribas	<b>Michael Harleaux</b>
Pekao Investment Banking	<b>Maksymilian Piotrowski</b>



# Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS, GFI, GPW-POEE	2017 r.		2018 r. (notowania do października 2018 + estymacja)		2018/2017	
	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	160,10	104 921	182,29	117 498	13,9%	12,0%
Forward PEAK (Y+Q+M)	208,87	11 417	227,70	13 475	9,0%	18,0%
Forward (średnia ważona)	164,88	116 338	186,68	130 974	13,2%	12,6%
SPOT (TGE)	158,14	25 210	227,93**	27 000	44,1%	7,1%
Średnia ważona razem	<b>163,68</b>	<b>141 548</b>	<b>193,73</b>	<b>157 974</b>	<b>18,4%</b>	<b>11,6%</b>

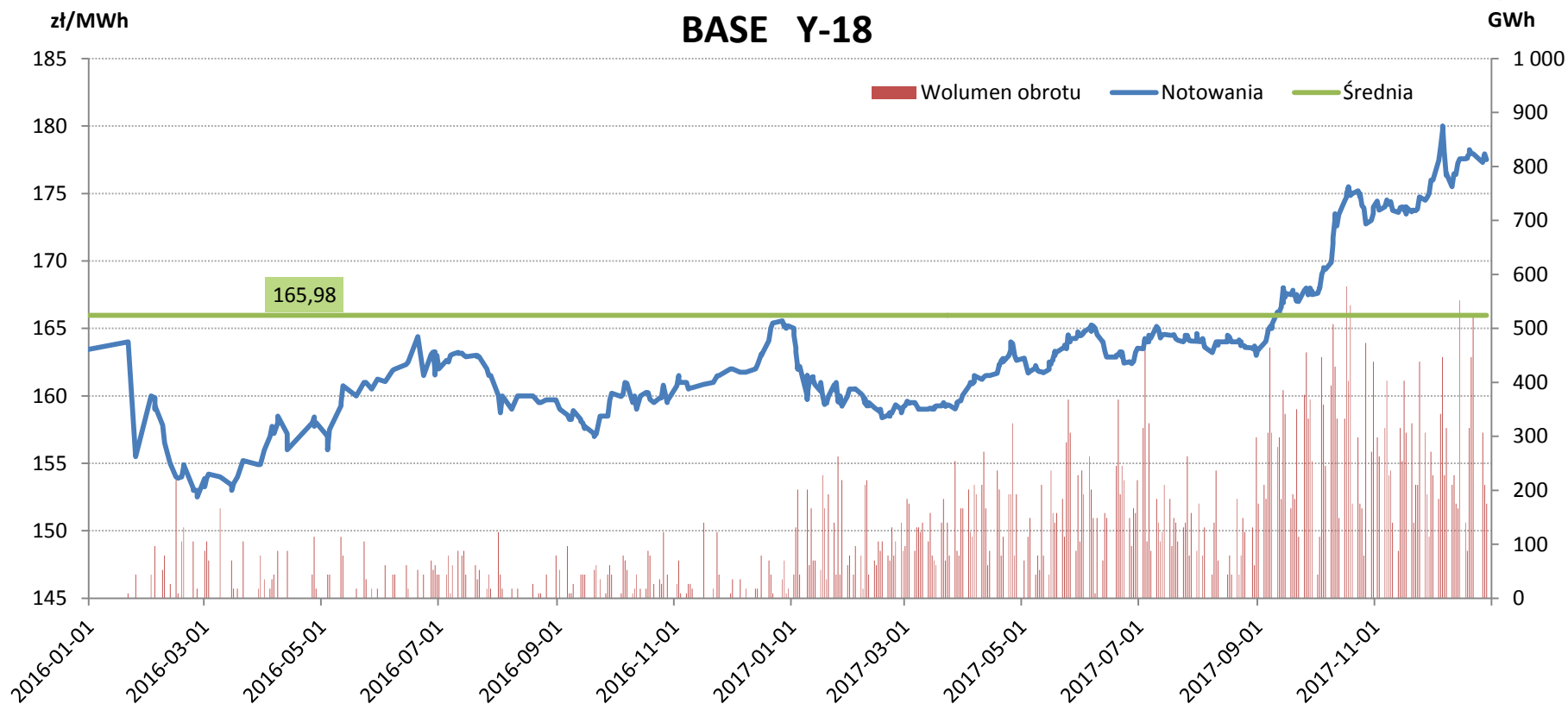
Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia za trzy kwartały 2018 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2017 r.	2018 r.
OZE (PMOZE_A)	87,75	300,03 (sty-wrz) 92,03 (wrz-gru) (15,4%)	48,53 (17,5%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	314,96	300,03 (0,6%)	300,03 (0,5%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2018)	8,78	10,00 (23,2%)	9,00 (23,2%)
Kogeneracja gazowa (PMGM-2018)	109,29	120,00 (7,0%)	115,00 (8,0%)
Kogeneracja z metanu (PMMET-2018)	55,05	56,00 (1,8%)	56,00 (2,3%)

Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> (EUR/t)	
Ankieta analityków rynku CO <sub>2</sub> * (aktualizacja październik 2018 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2017 r.	5,84 EUR/t
Średnia w 2018 r.	17 EUR/t
Średnia w 2019 r.	25 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2018 r. (**aktualizacja październik 2018 r.)	14,50-15,50 EUR/t

\* Źródła: Point Carbon, BNEF, Consus, GDF SUEZ Trading, HSE, Mkonline, Societe Generale, TAURON

\*\* Średnia cena notowań w okresie styczeń - październik 2018 r. + estymacja analityków TPE

# Notowania kontraktów BASE na 2018 r.

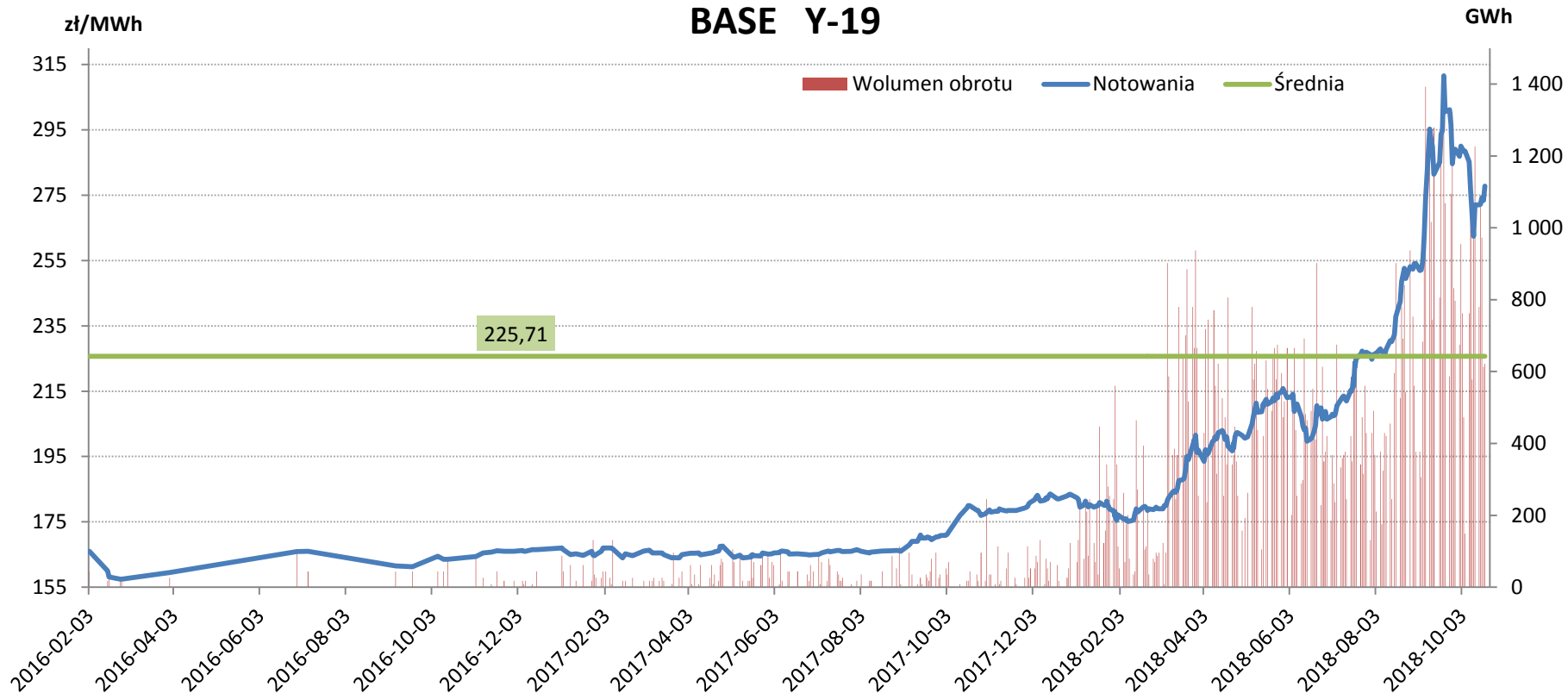


		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		165,98	65 227
w tym	na TGE	166,64	52 148
	poza TGE	163,35	13 079

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2018 r.: 171,29 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2018 r.: 73 108 GWh

# Notowania kontraktów BASE na 2019 r.

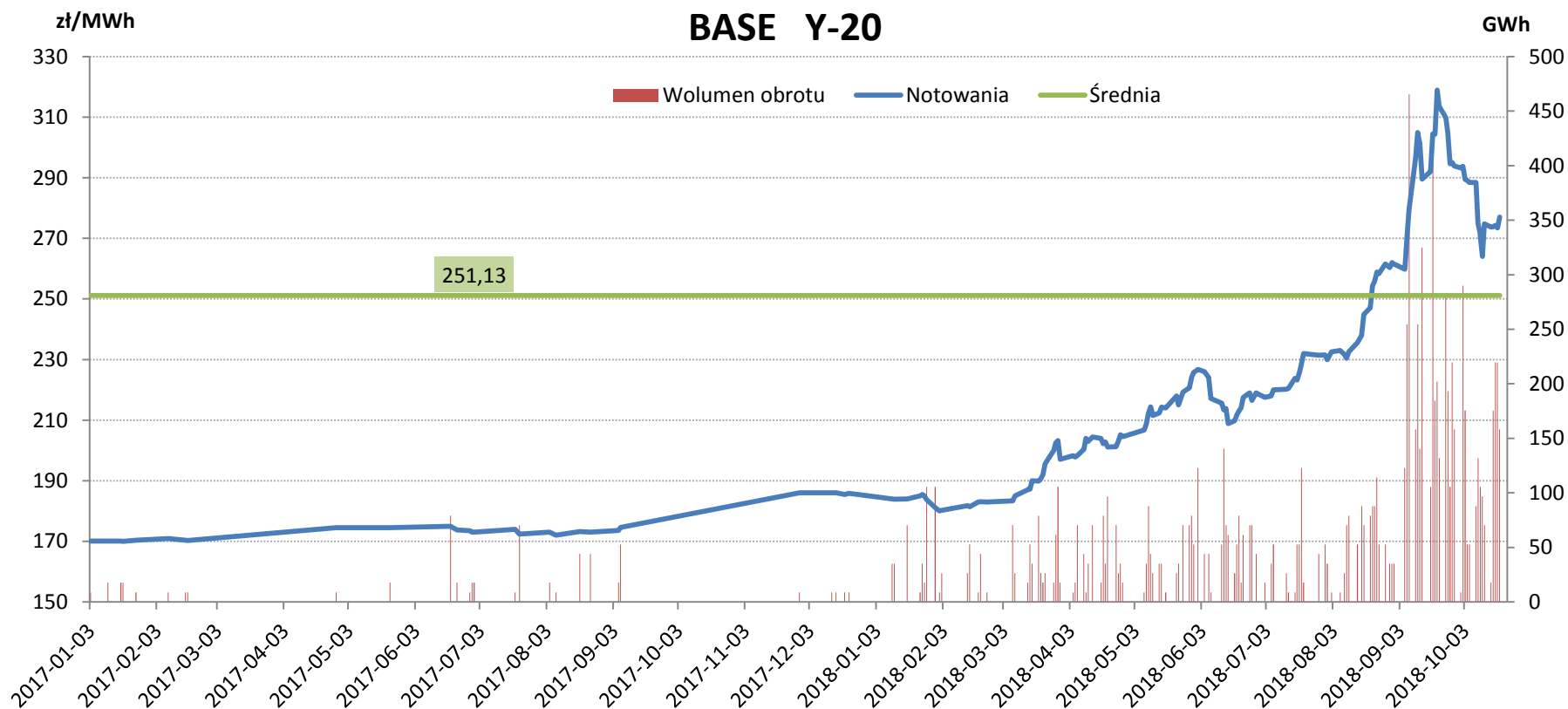
## BASE Y-19



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		225,71	105 882
w tym	na TGE	226,70	102 877
	poza TGE	191,92	3 005

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 232,10 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 113 021 GWh

# Notowania kontraktów BASE na 2020 r.

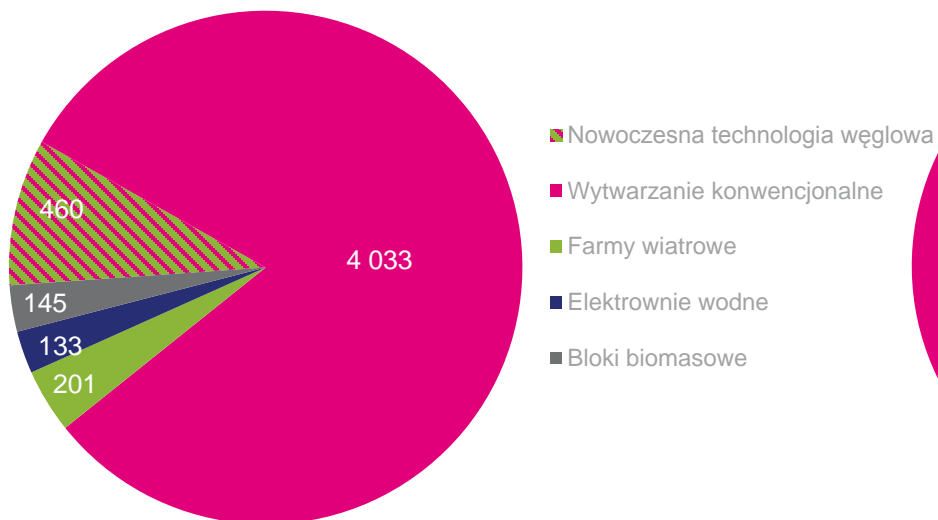


		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		251,13	11 050
w tym	na TGE	251,27	11 015
	poza TGE	208,19	35

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2020 r.: 251,61 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2020 r.: 11 134 GWh

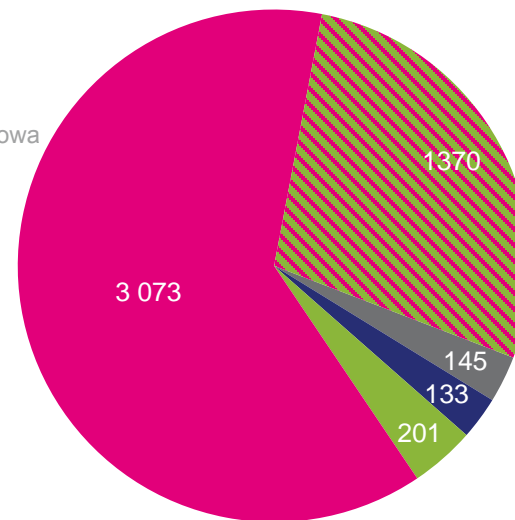
# Bilans mocy i potencjał Segmentu Wytwarzanie

2018 r. - 4 972 MW<sub>e</sub>



- Łączna moc zainstalowana: 4 972 MW<sub>e</sub> / 2 435 MW<sub>t</sub>
- 5 elektrowni i 3 elektrociepłownie
- 4 farmy wiatrowe (201 MW<sub>e</sub>)
- 34 elektrownie wodne (133 MW<sub>e</sub>)
- 842 km sieci ciepłowniczych
- 18,4 TWh produkcji brutto energii elektrycznej w 2017 r.

2020 r. - 4 922 MW<sub>e</sub>



- Zmodernizowana flota
- Wyłączenie 8 bloków klasy 120 MW
- Porównanie parametrów bloku 910 MW w EI. Jaworzno III z blokami klasy 120 MW:
  - ✓ Niższe zużycie paliwa o 30% => oszczędności **263 mln zł** rocznie
  - ✓ Redukcja emisji: SO<sub>2</sub> o 87%, NO<sub>x</sub> o 80% i CO<sub>2</sub> o 32% => oszczędności **174 mln zł** rocznie

Dziękujemy za uwagę

---