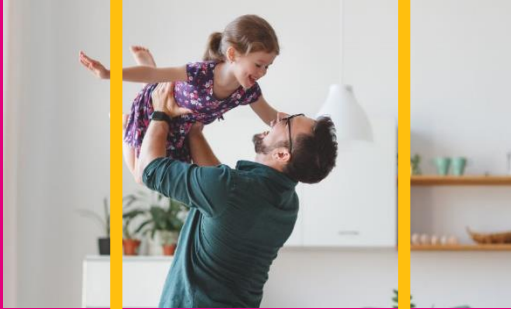




Wyniki finansowe Grupy TAURON za 2018 r.

4 kwietnia 2018 r.

Agenda prezentacji



Filip Grzegorzczak
Prezes Zarządu

- Kluczowe parametry finansowe i operacyjne
- Projekty inwestycyjne i CAPEX
- Program Poprawy Efektywności
- Inicjatywy Strategiczne



Marek Wadowski
Wiceprezes Zarządu
ds. Finansów

- Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa
- Dane finansowe i wyniki segmentów
- Zadłużenie i finansowanie
- Perspektywy na 2019 r.

Kluczowe parametry za 2018 r.



Wyniki finansowe		
[mln zł]	2018 vs 2017	
Przychody ze sprzedaży	18 122	4%
EBITDA	3 375	(7)%
Wynik netto*	205	(85)%
CAPEX	3 672	6%
Dług netto/EBITDA	2,54x	wzrost o 0,3 (vs 31.12.2017)

Dane operacyjne		
	2018 vs 2017	
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	51,97	1%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	16,21	(12)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	11,29	(7)%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	34,52	(1)%
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	5,01	(22)%

* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe parametry za IV kwartał 2018 r.



Wyniki finansowe

[mln zł]	Q4 2018 vs Q4 2017	
Przychody ze sprzedaży	4 820	6%
EBITDA	403	(40)%
Wynik netto*	(648)	-
CAPEX	1 347	7%
Dług netto/EBITDA	2,54x	wzrost o 0,3 (vs 31.12.2017)

Dane operacyjne

	Q4 2018 vs Q4 2017	
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	13,13	0,5%
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	4,30	(2)%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	3,86	(10)%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	9,15	(2)%
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,40	(21)%

* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Podsumowanie kluczowych wydarzeń

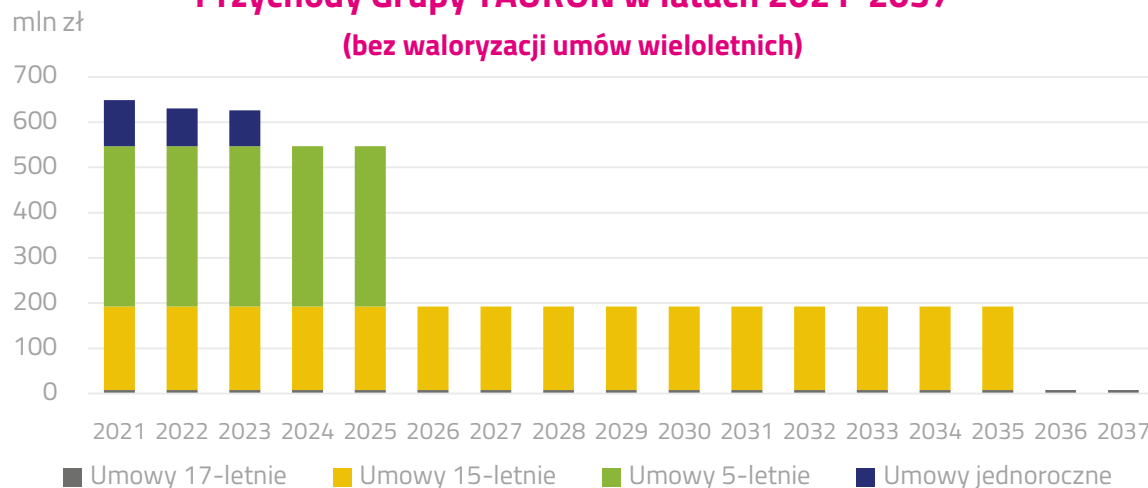


8 marca	Pozyskanie nowego finansowania na dokończenie budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli
9 marca	Wydłużenie okresu dostępności środków finansowych w ramach Programu Emisji Obligacji do 2022 r.
28 marca	Podpisanie umów dotyczących warunków zaangażowania Polskiego Funduszu Rozwoju w projekt budowy bloku o mocy 910 MW w Jaworznie. Wysokość zaangażowania PFR: do 880 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 o mocy 910 MW w Jaworznie
listopad- grudzień	Udział w trzech aukcjach rynku mocy z dostawą na lata 2021-2023. Łączne przychody Grupy TAURON z przeprowadzonych aukcji wyniosą ponad 4,8 mld zł do 2037 r.
13 grudnia 19 grudnia	Podpisanie z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym umów finansowania hybrydowego o łącznej wartości 750 mln zł oraz umowy kredytu z Bankiem Gospodarstwa Krajowego o wartości 1 mld zł
grudzień	Uruchomienie carsharingu oraz infrastruktury ładowania aut elektrycznych w Katowicach

Wyniki aukcji głównych rynku mocy 2021-2023

Przychody Grupy TAURON w latach 2021-2037

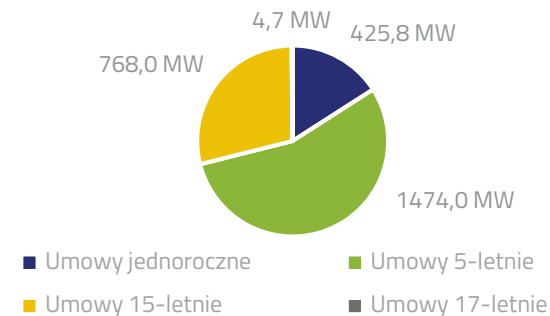
(bez waloryzacji umów wieloletnich)



Struktura kontraktów mocowych zawartych przez TAURON w aukcjach głównych

	2021	2022	2023
Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	240,32	198,00	202,99
Suma mocy w kontraktach rocznych [MW]	425,8	422,2	393,2
Suma mocy w kontraktach wieloletnich [MW]	2 246,7	-	-

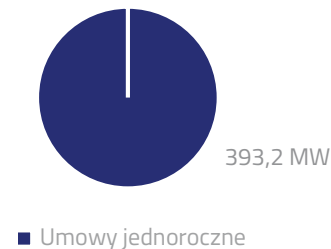
Aukcja na rok 2021



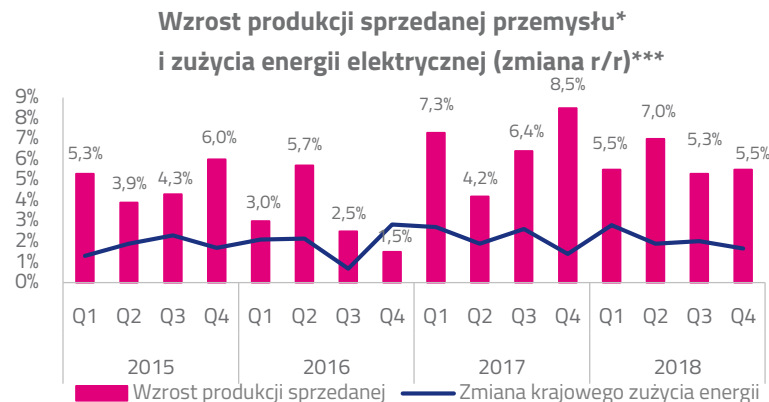
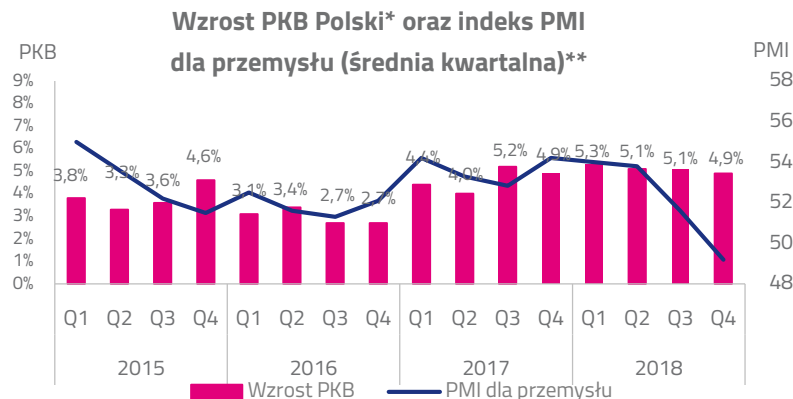
Aukcja na rok 2022



Aukcja na rok 2023



Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa



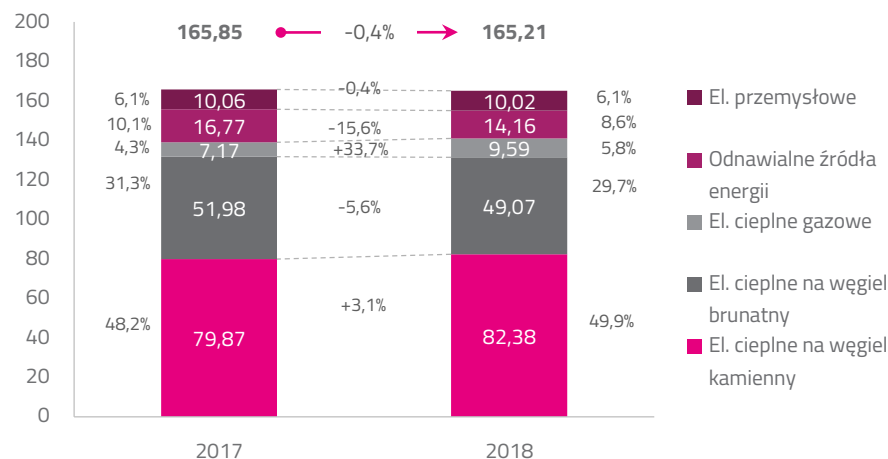
Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

	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	237,44	133 170
Y-20	261,02	30 270
Y-21	264,62	2 137

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.: 194,30 zł/MWh

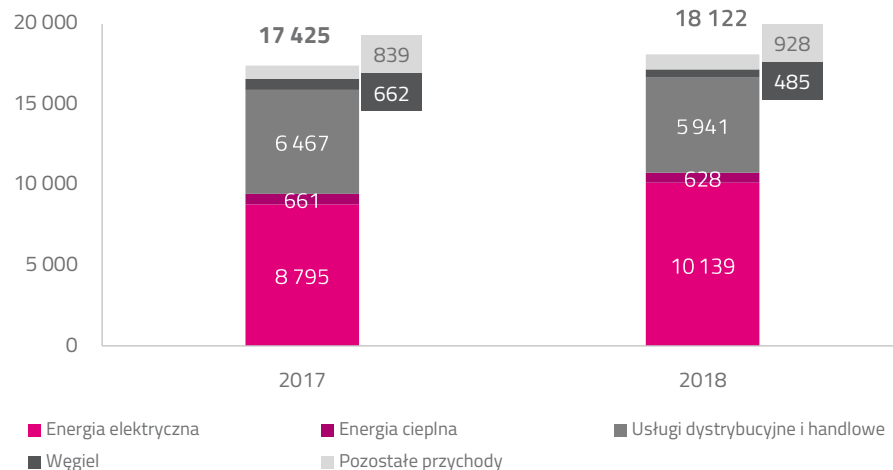
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce*** [TWh]



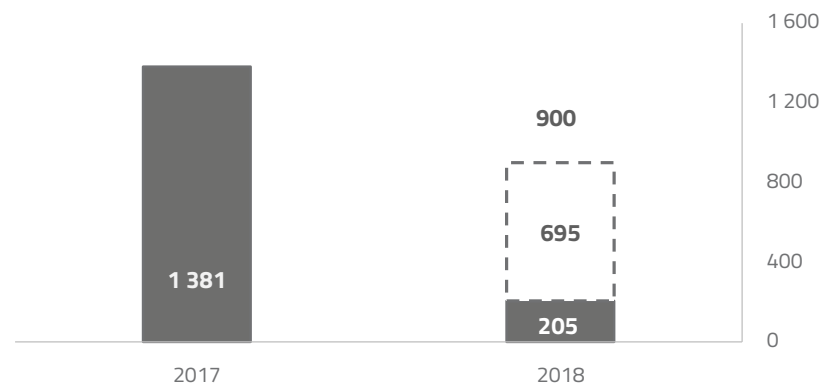
Dane finansowe za 2018 r.



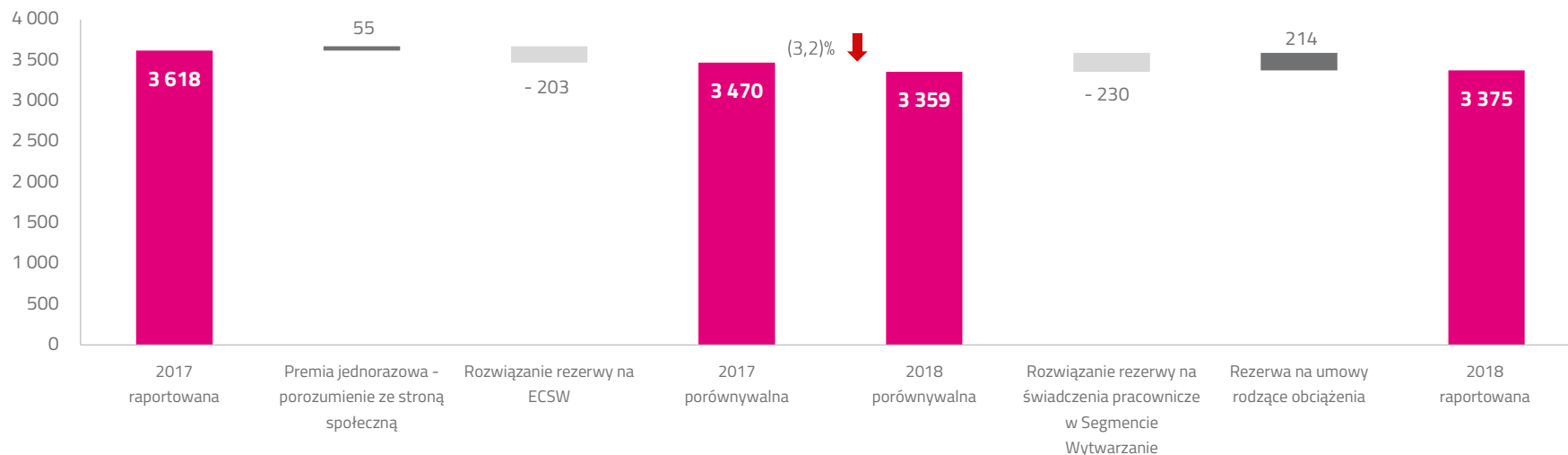
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



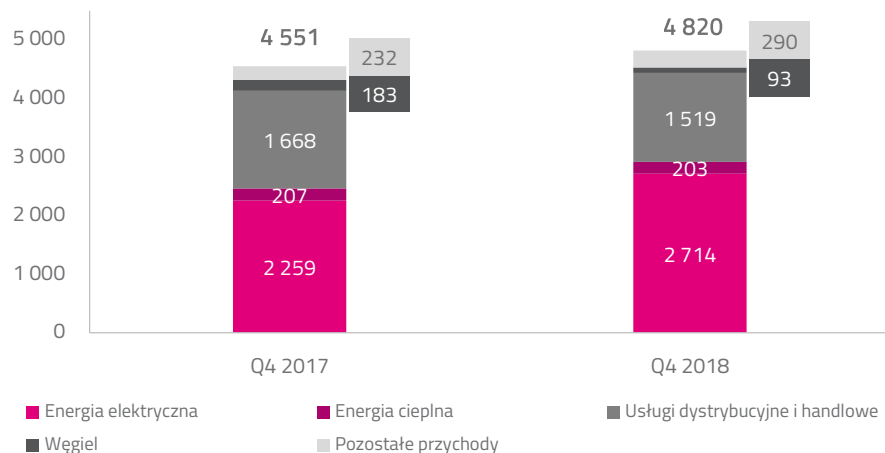
EBITDA 2018 vs 2017 [mln zł]



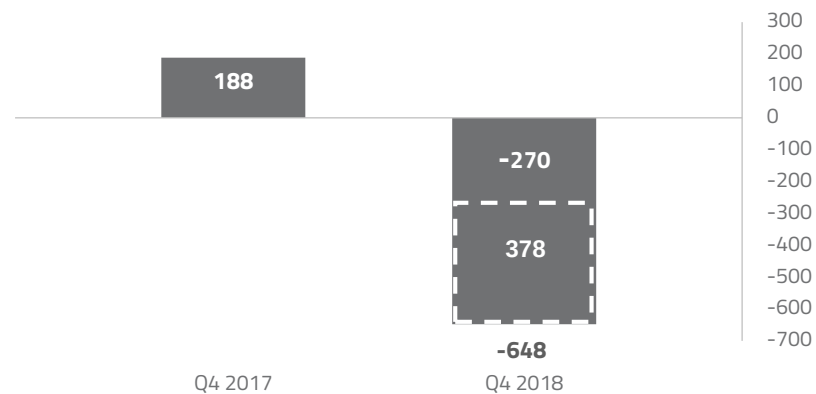
* Odpis aktualizujący po uwzględnieniu wpływu podatku odroczonego

Dane finansowe za IV kwartał 2018 r.

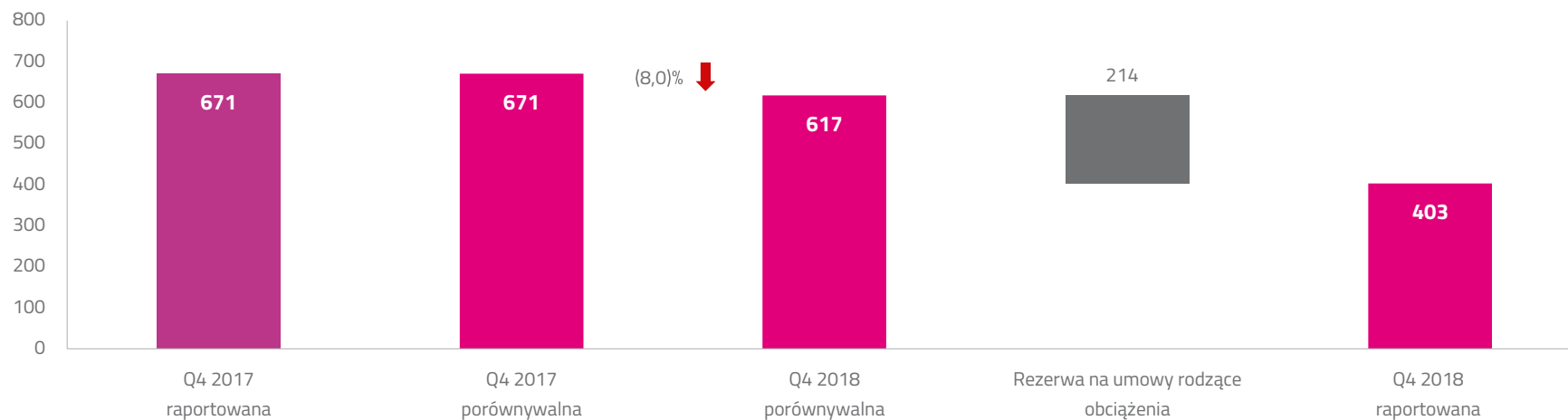
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



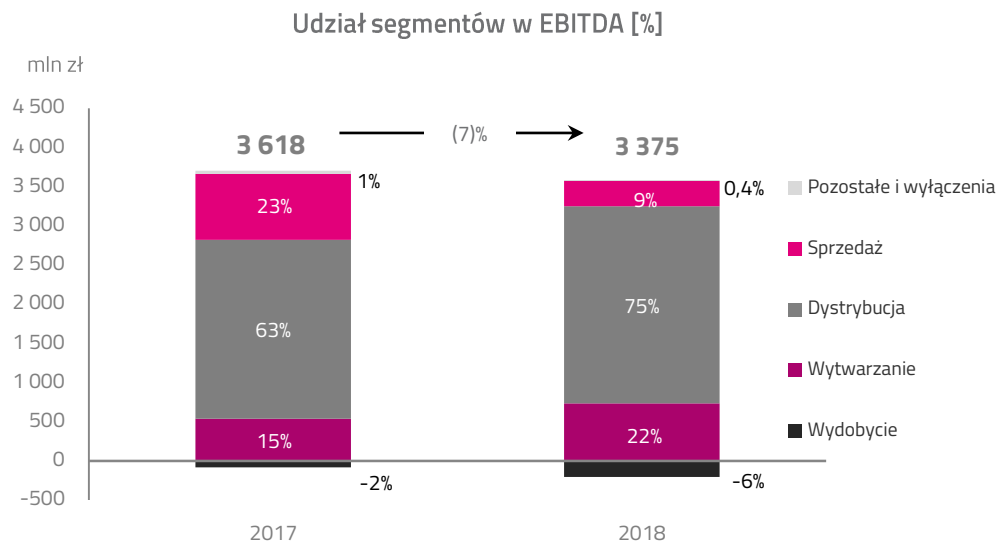
EBITDA Q4 2018 vs Q4 2017 [mln zł]



* Odpis aktualizujący po uwzględnieniu wpływu podatku odroczonego

Wyniki segmentów za 2018 r.

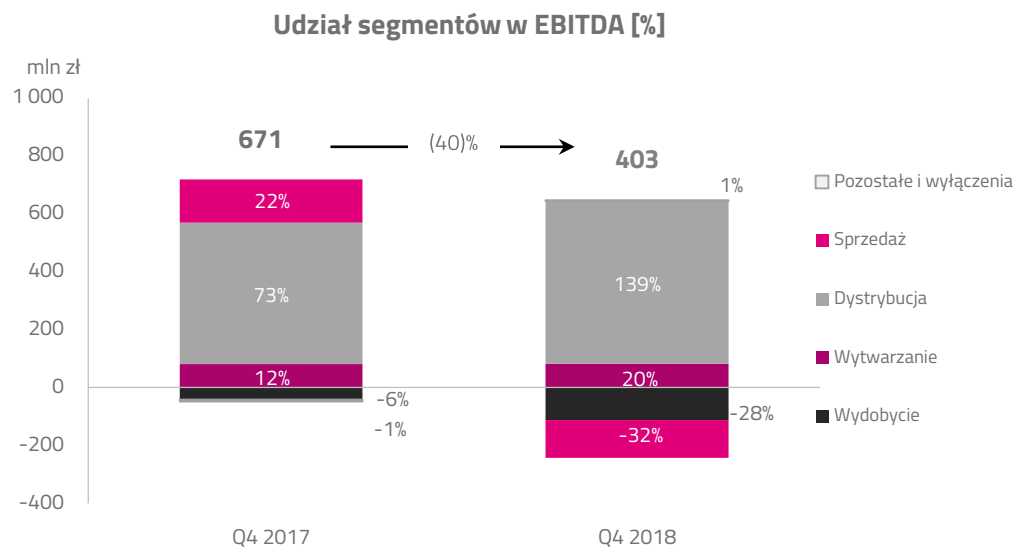
[mln zł]	Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	6 158	4 638	14 074	1 266	(8 015)
EBITDA	2 517	731	321	(207)	13
EBIT	1 417	197	306	(1 053)	(76)
CAPEX	2 044	1 300	7	247	73



* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

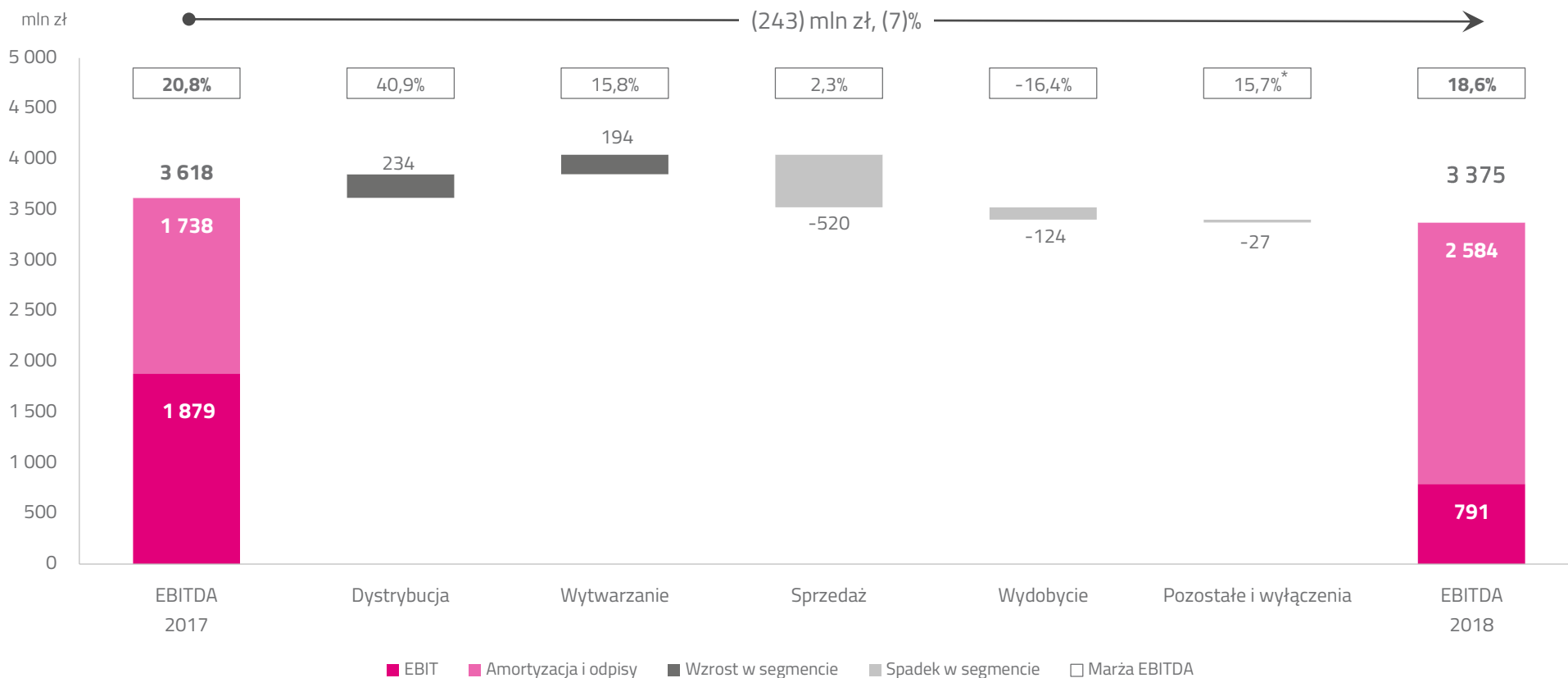
Wyniki segmentów za IV kwartał 2018 r.

[mln zł]	Dystrybucja	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	1 590	1 370	4 246	315	(2 700)
EBITDA	561	82	(131)	(113)	3
EBIT	274	(494)	(139)	(137)	(18)
CAPEX	835	390	1	87	33



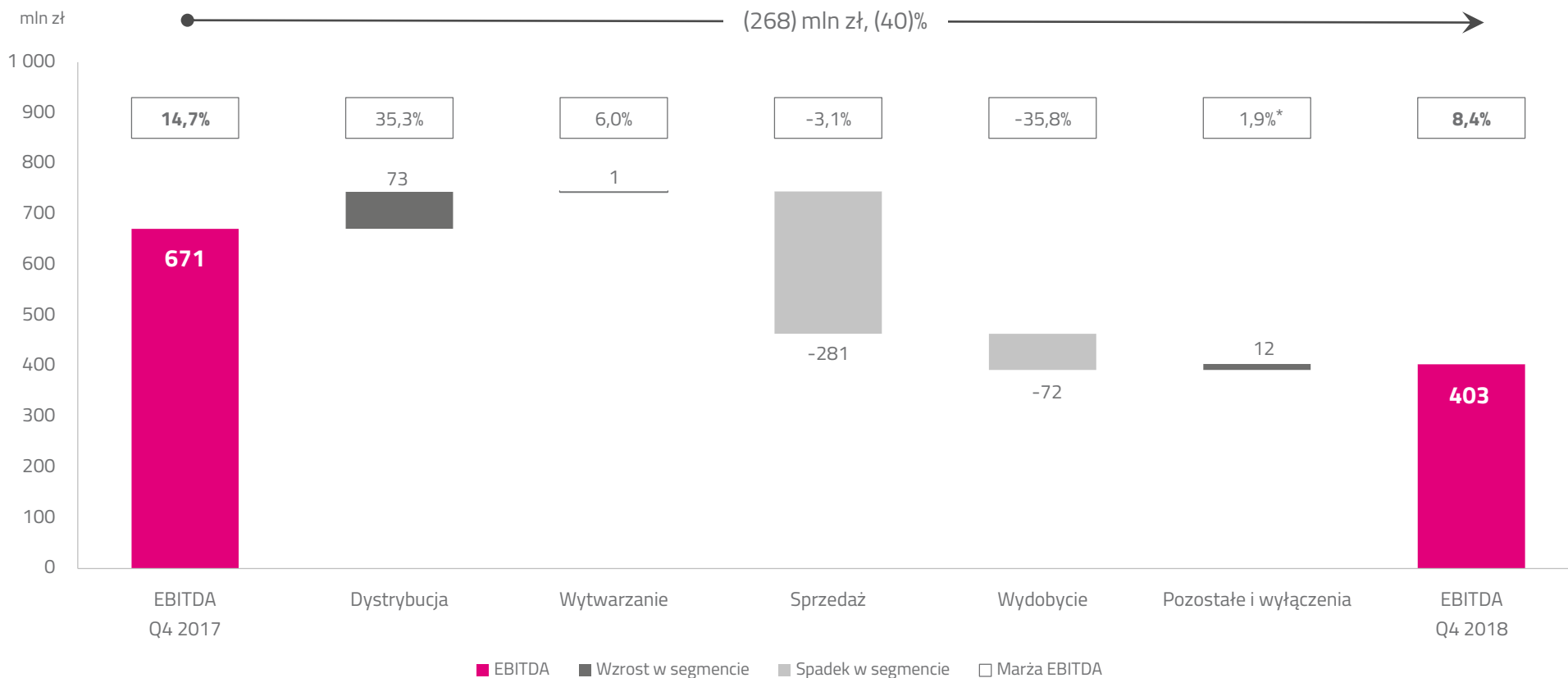
* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

EBITDA za 2018 r.



* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

EBITDA za IV kwartał 2018 r.



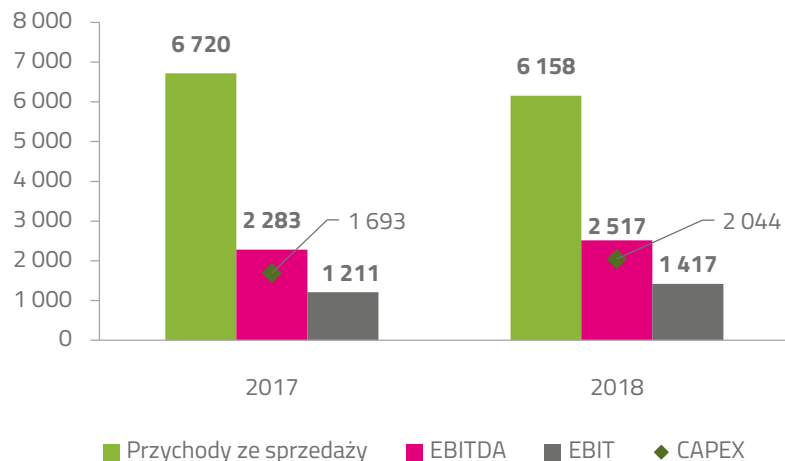
* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność



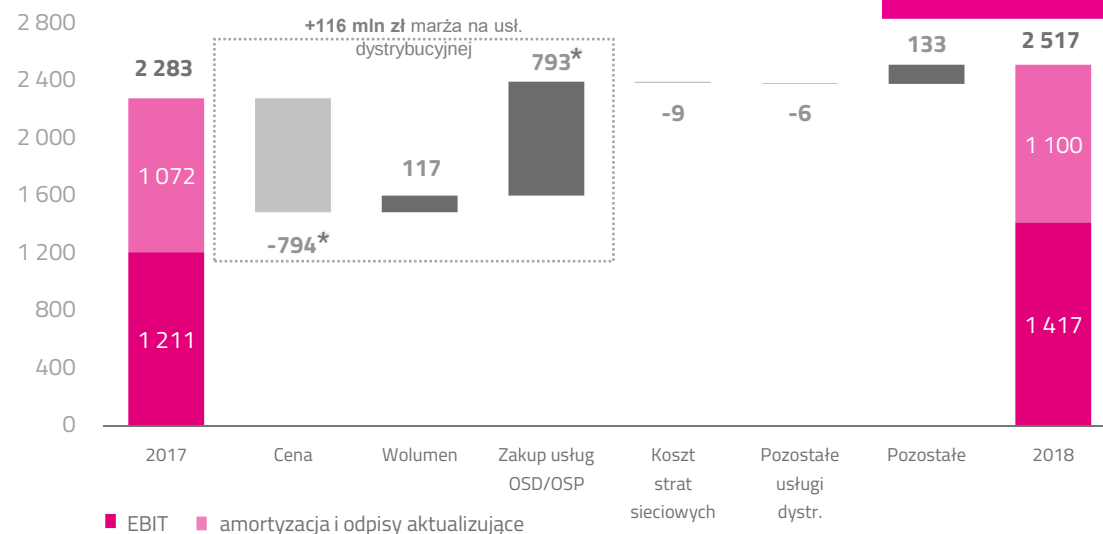
Segment Dystrybucja

Segment Dystrybucja – 2018 r.

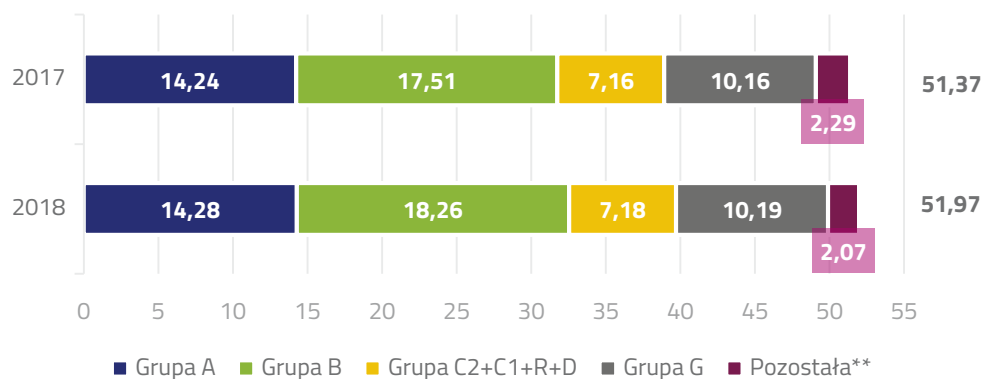
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



Wzrost marży wynikający z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii o 598 GWh



Zdarzenie jednorazowe - rozwiązanie rezerwy z tytułu doszacowania (112 GWh)



Redukcja kosztów stałych

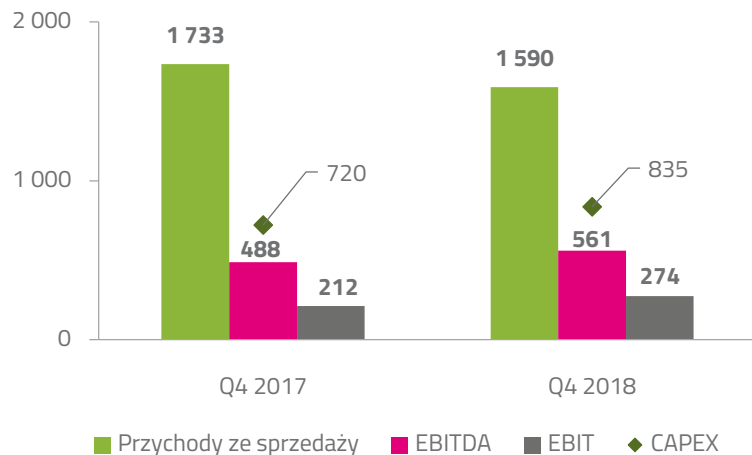


* W związku ze zmianą MSSF15 z przychodów i kosztów 2018 r. wyłączona została opłata przejściowa

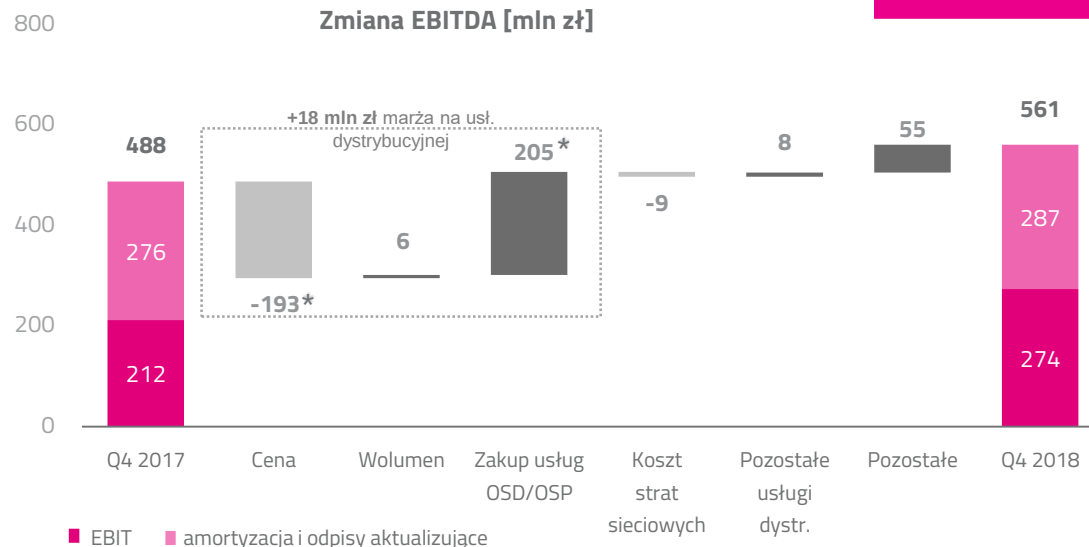
** Sąsiedni OSD i eksport

Segment Dystrybucja – IV kwartał 2018 r.

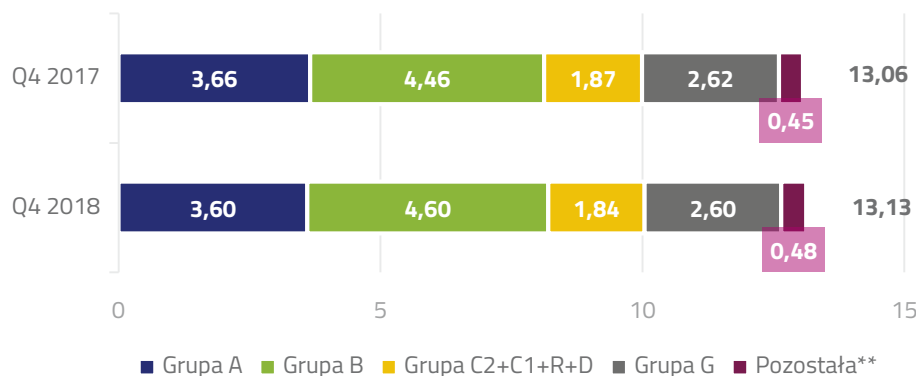
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



Wzrost marży wynikający z wyższego wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii o 65 GWh



Redukcja kosztów stałych



Wzrost ceny energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej

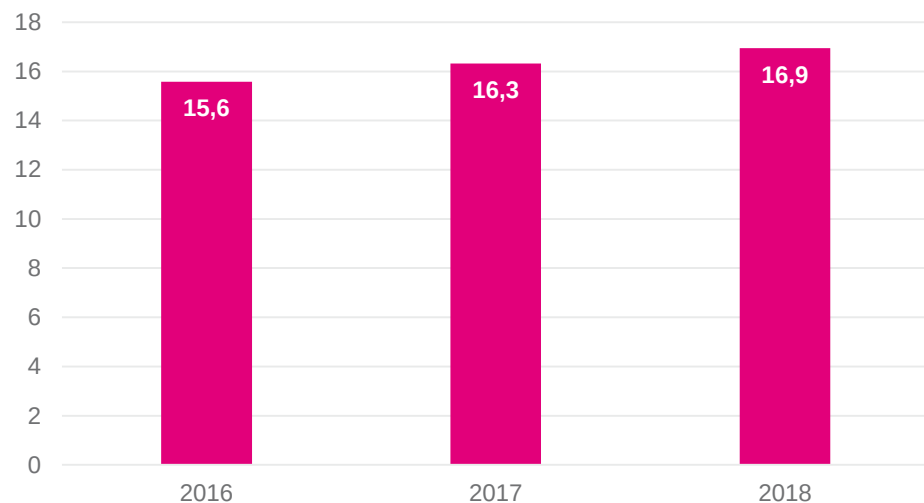


* W związku ze zmianą MSSF 15 z przychodów i kosztów roku 2018 wyłączona zostaje opłata przejściowa

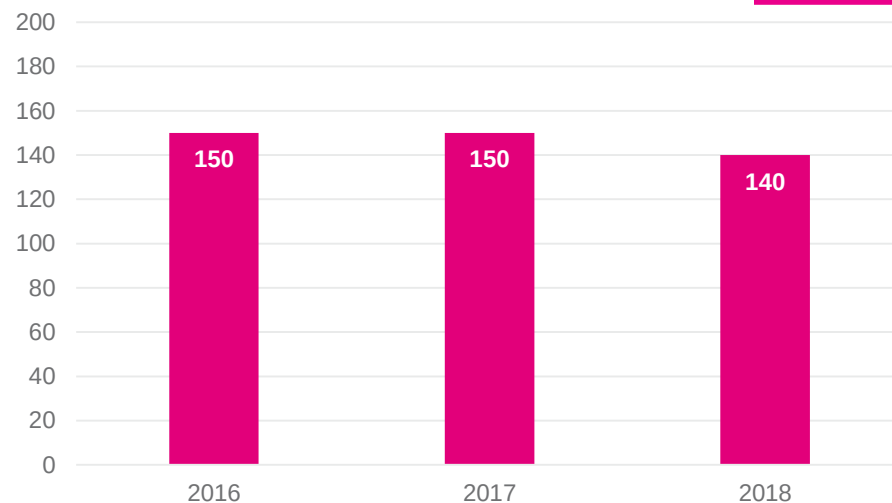
** Sąsiedni OSD i eksport

Segment Dystrybucja – kluczowe parametry

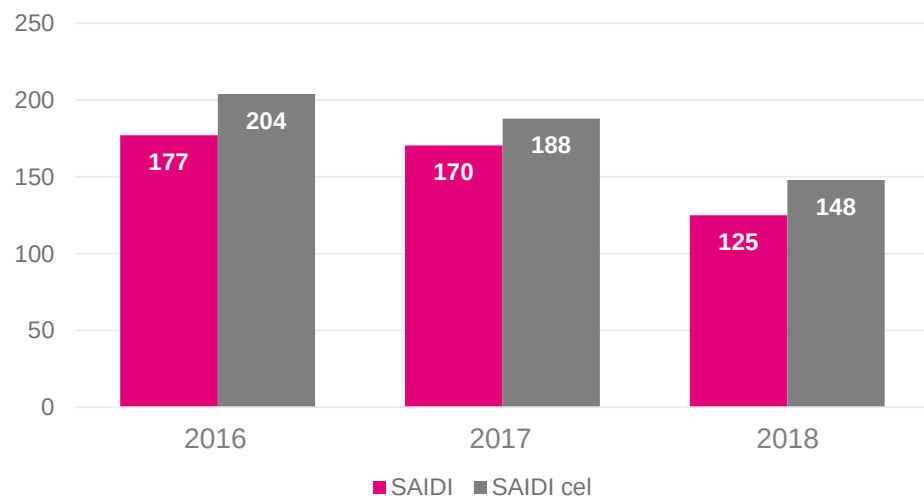
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



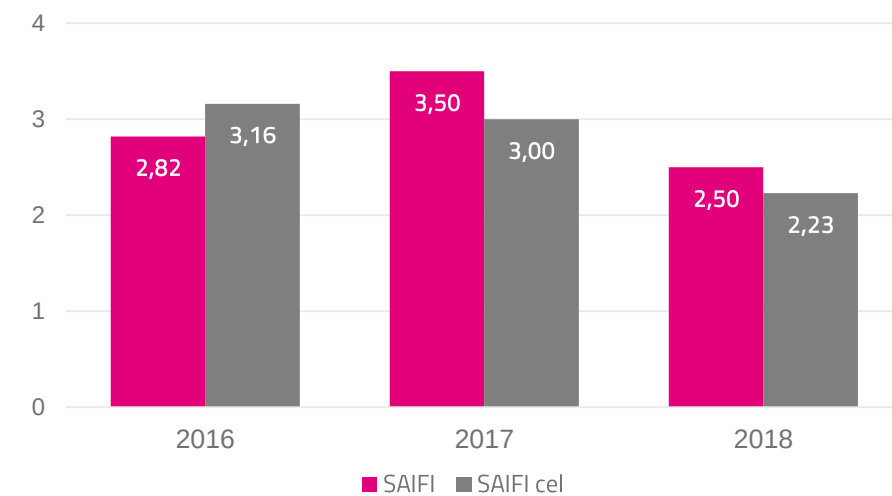
Czas przyłączenia odbiorców [dni]



SAIDI [min] *



SAIFI [szt.]

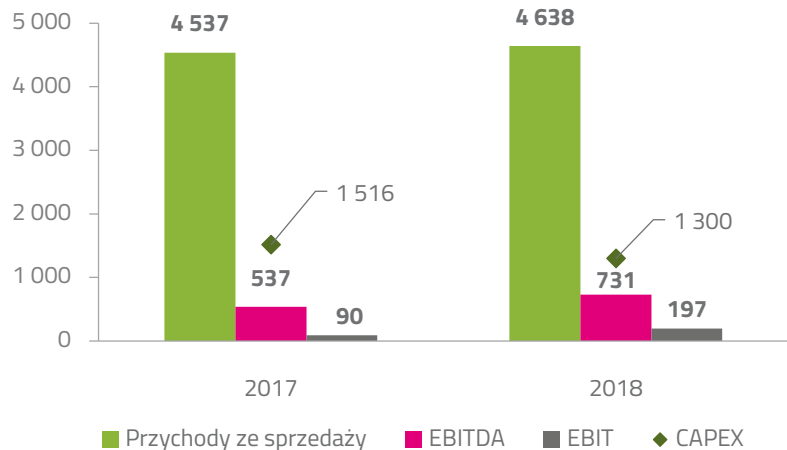




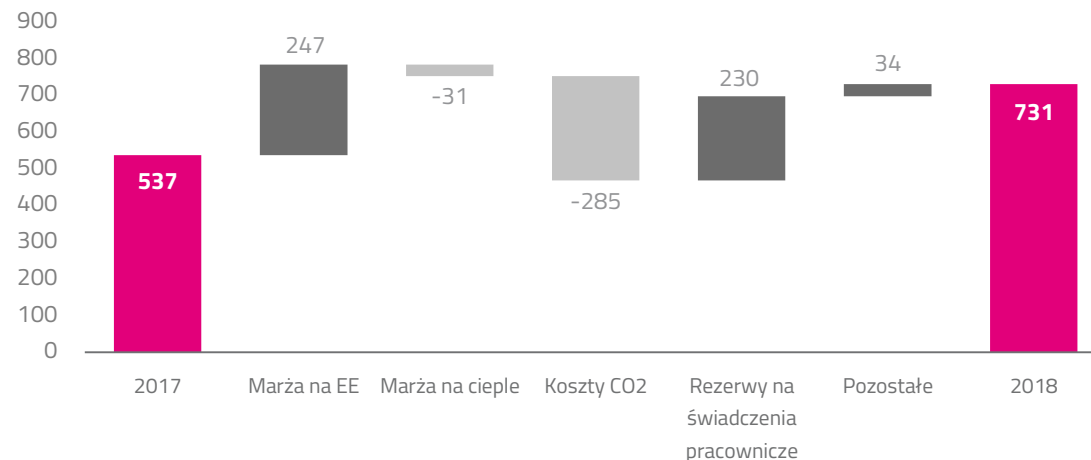
Segment Wytwarzanie

Segment Wytwarzanie – 2018 r.

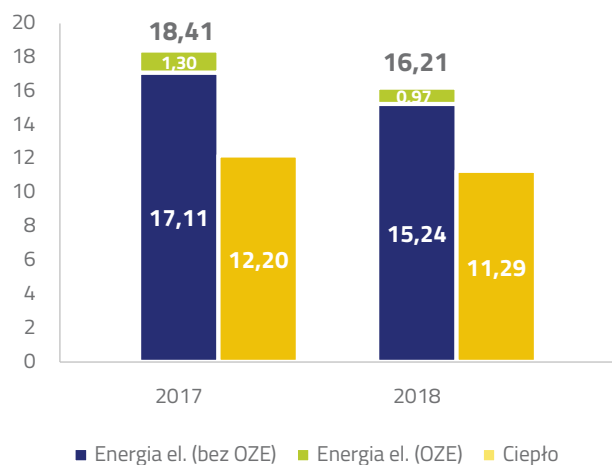
Dane finansowe [mln zł]



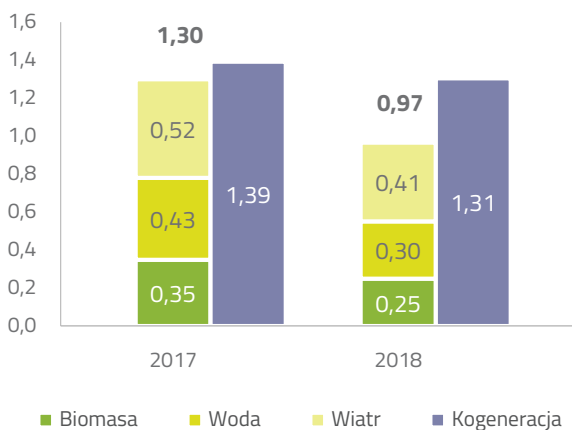
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



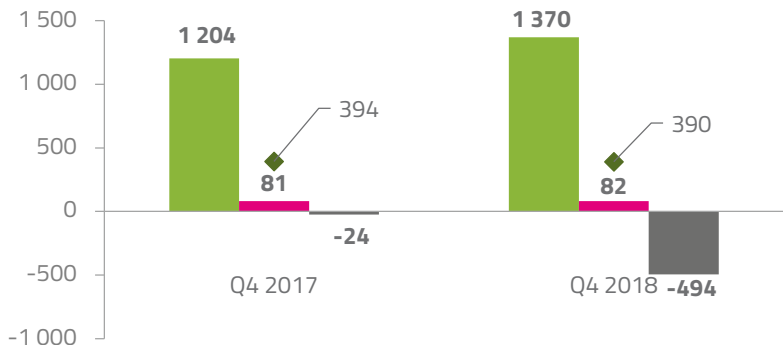
Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



- Korzystny wpływ rozwiązania rezerw na świadczenia pracownicze ✓
- Wzrost cen energii elektrycznej ✓
- Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ -
- Wzrost cen węgla -

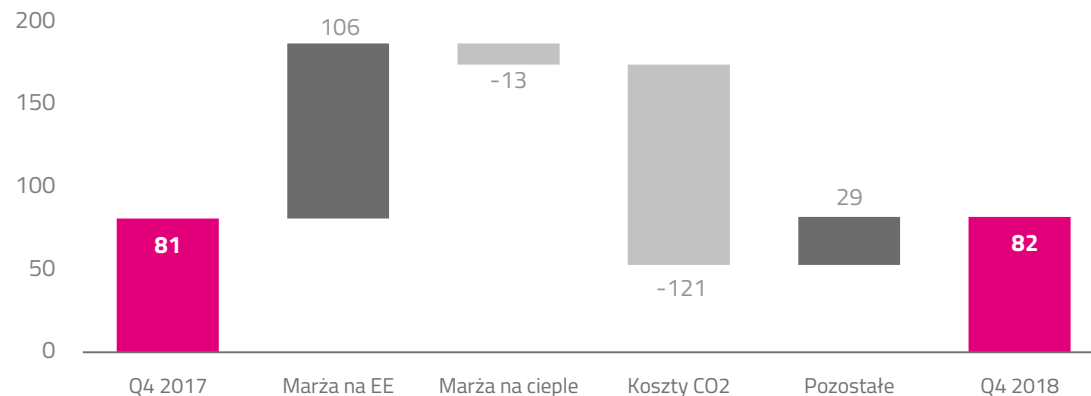
Segment Wytwarzanie – IV kwartał 2018 r.

Dane finansowe [mln zł]

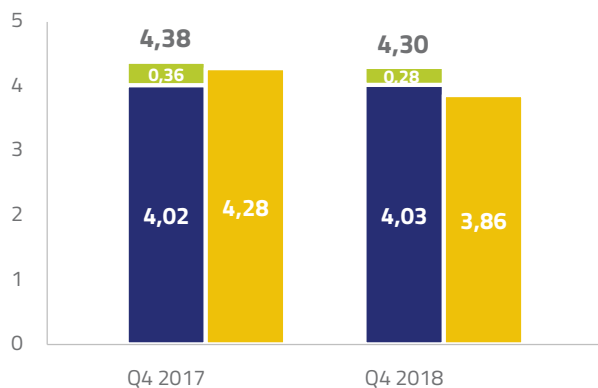


■ Przychody ze sprzedaży ■ EBITDA ■ EBIT ◆ CAPEX

Zmiana EBITDA [mln zł]

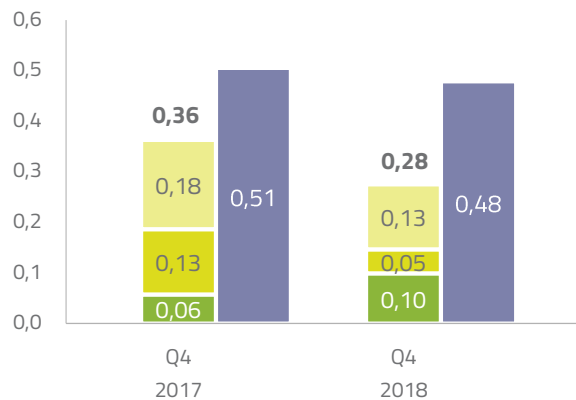


Produkcja brutto energii elektrycznej [TWh] i ciepła [PJ]



■ Energia el. (bez OZE) ■ Energia el. (OZE) ■ Ciepło

Produkcja z OZE i kogeneracji [TWh]



■ Biomasa ■ Woda ■ Wiatr ■ Kogeneracja

■ Wzrost cen energii elektrycznej



■ Wzrost cen PM OZE



■ Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂



■ Wzrost cen węgla

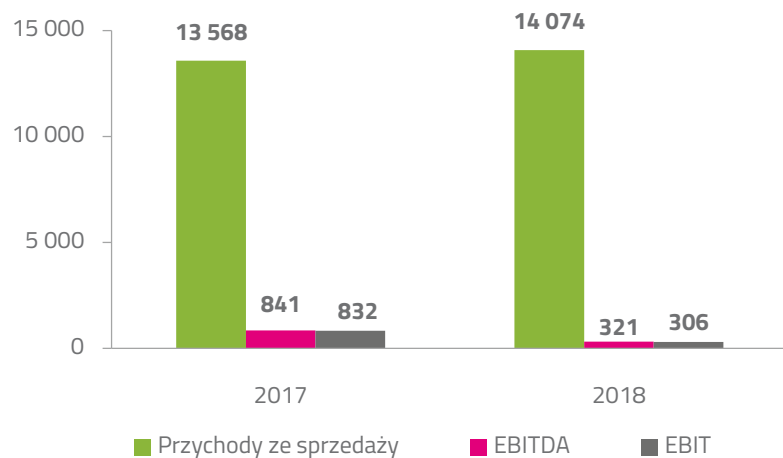




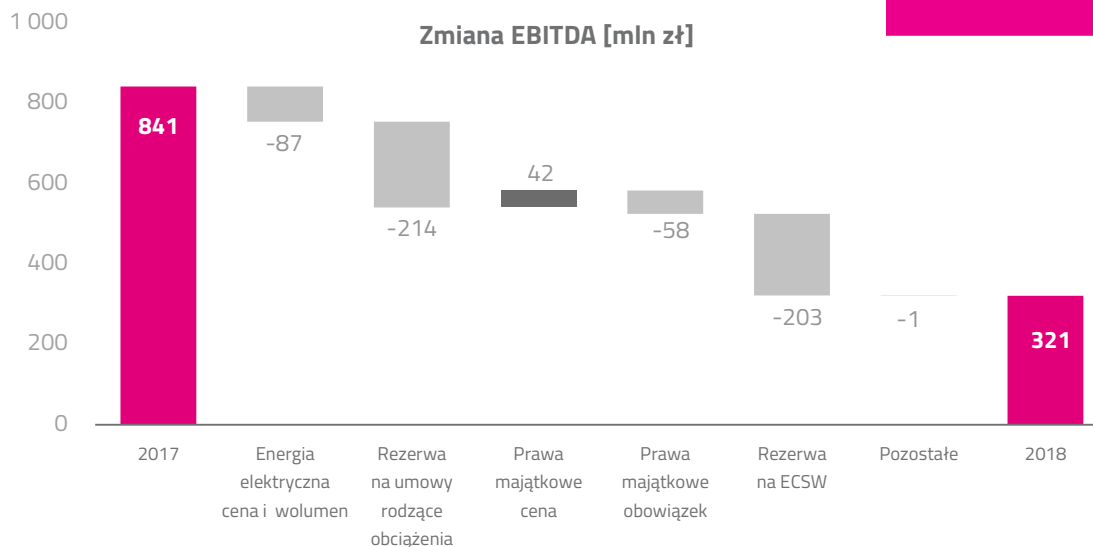
Segment Sprzedaż

Segment Sprzedaż – 2018 r.

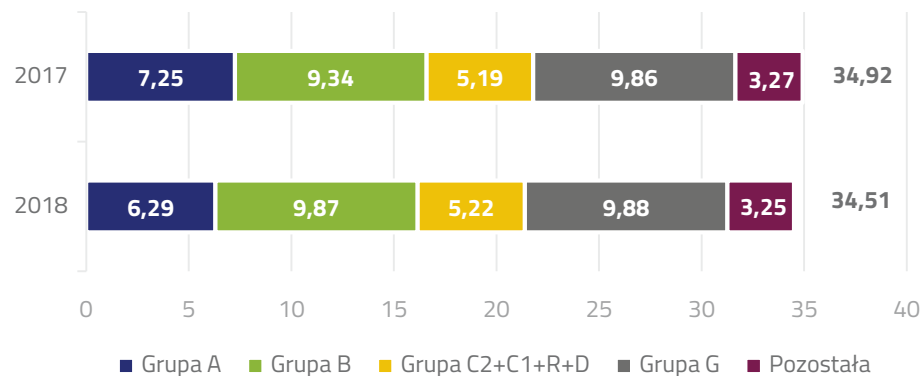
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



■ Pozytywny efekt rozliczania PM OZE



■ Utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia



■ Wzrost cen zakupu energii elektrycznej

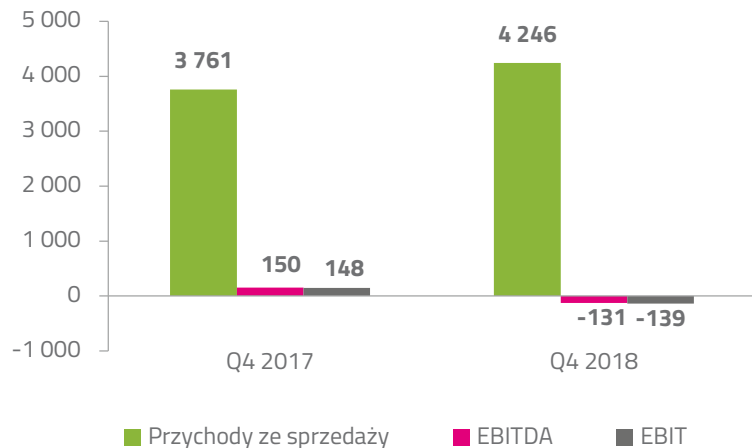


■ Wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych

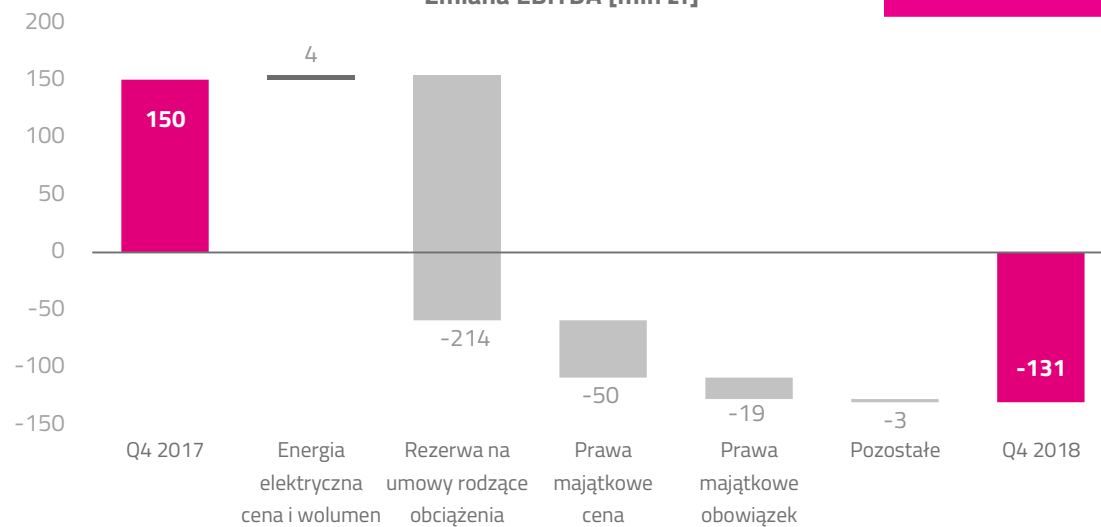


Segment Sprzedaż – IV kwartał 2018 r.

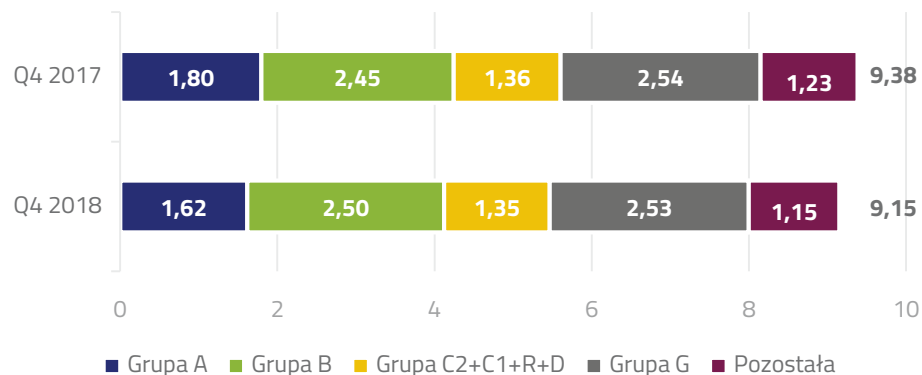
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



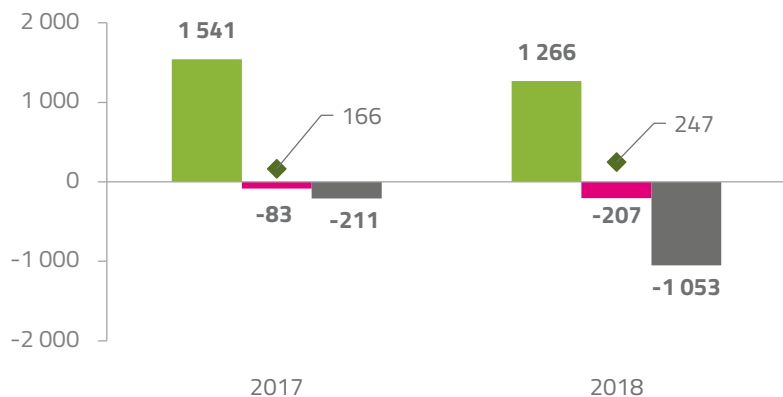
- Utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia
- Wzrost ceny zakupu energii elektrycznej
- Negatywny efekt rozliczenia PM OZE oraz wzrost obowiązku umorzenia praw majątkowych



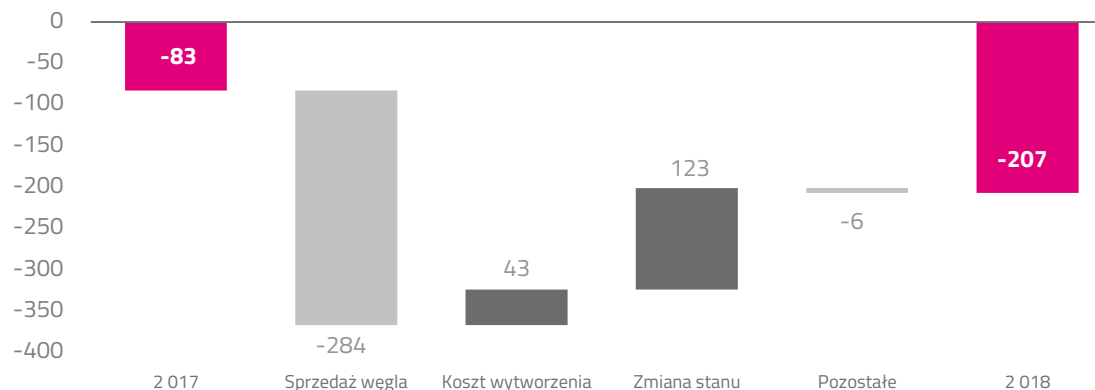
Segment Wydobycie

Segment Wydobycie – 2018 r.

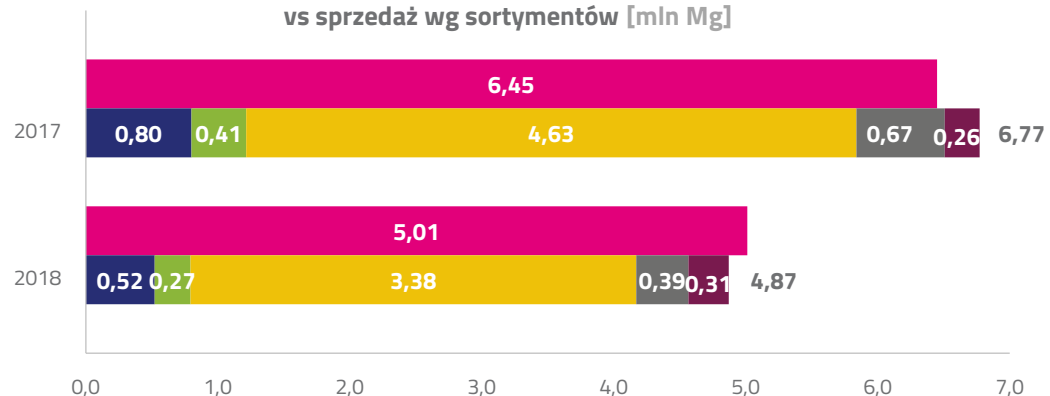
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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



■ Produkcja węgla handlowego
 ■ Sprzedaż sortymentów grubych
 ■ Sprzedaż sortymentów średnich
■ Sprzedaż miąłów w Grupie
 ■ Sprzedaż miąłów poza Grupę
 ■ Sprzedaż mułłów

▪ Wzrost cen węgla



▪ Spadek wolumenu produkcji węgla



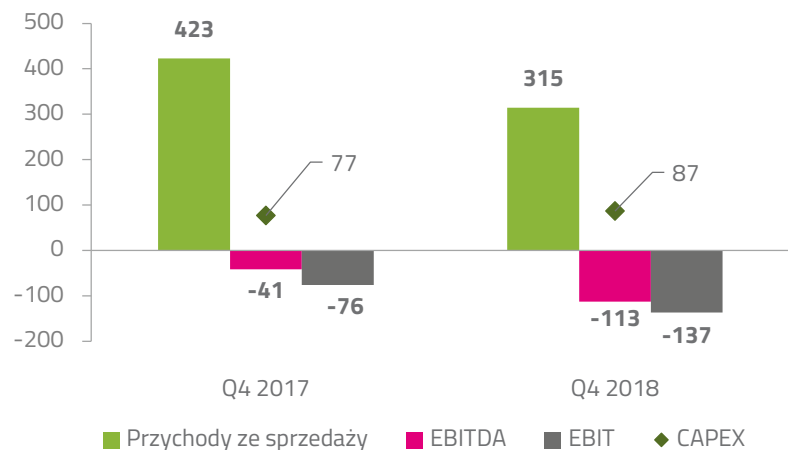
▪ Wyższy o 66 zł/Mg jednostkowy mining cash cost*
(wzrost z 204 do 269 zł/Mg)



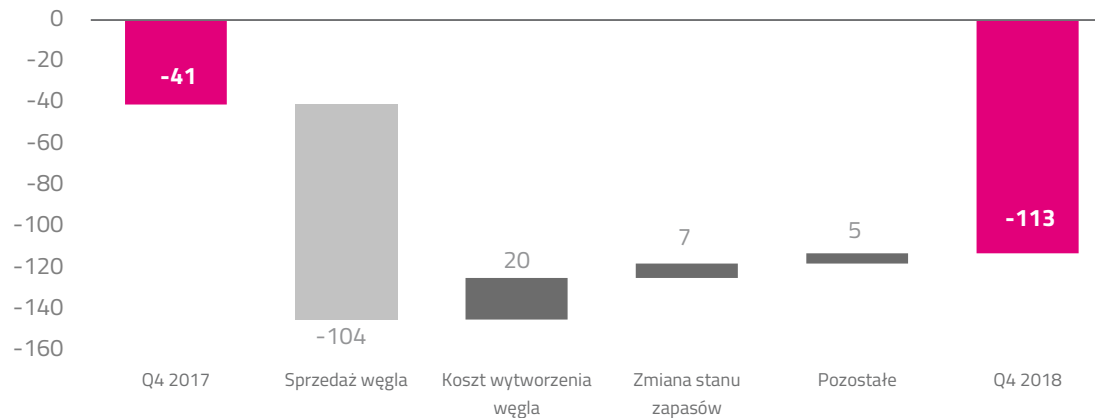
* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

Segment Wydobycie – IV kwartał 2018 r.

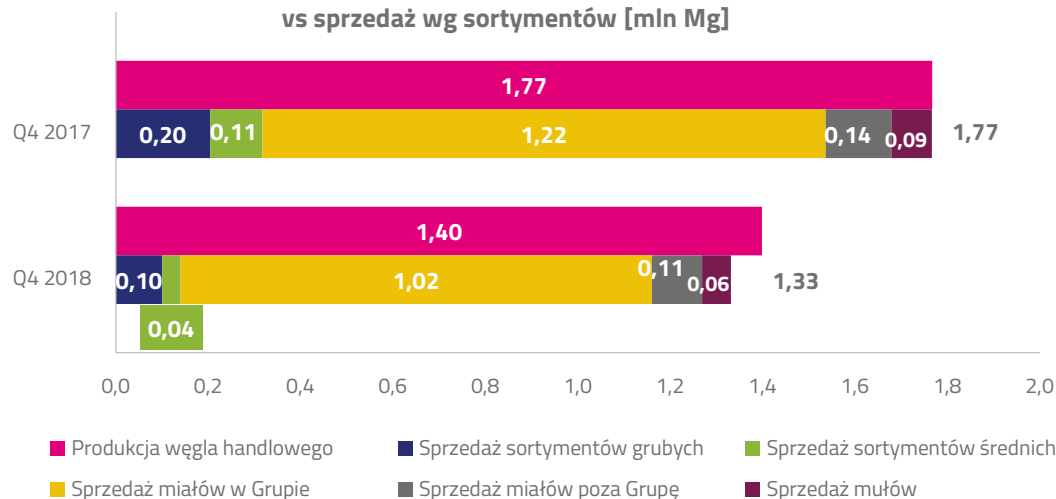
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



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



▪ Spadek cen węgla

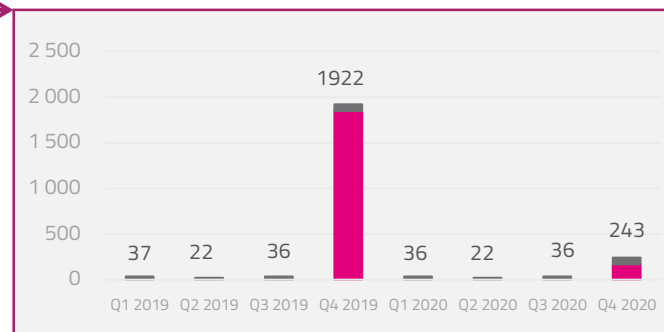
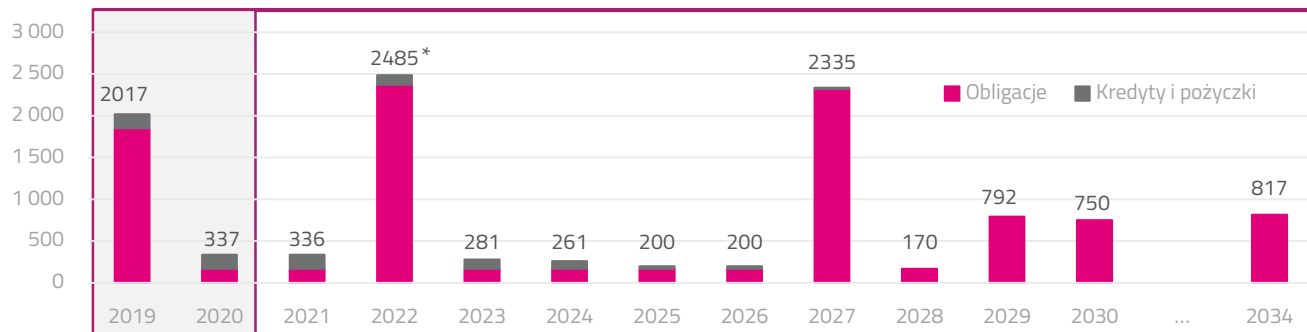
▪ Spadek wolumenu produkcji węgla

▪ Wyższy o 80 zł/Mg jednostkowy mining cash cost*
(wzrost z 252 do 331 zł/Mg)

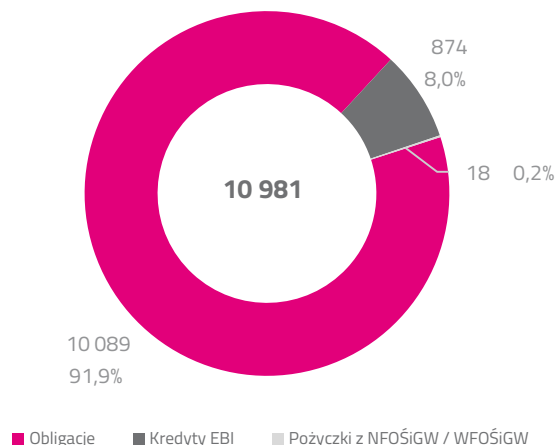
* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

Zadłużenie i finansowanie

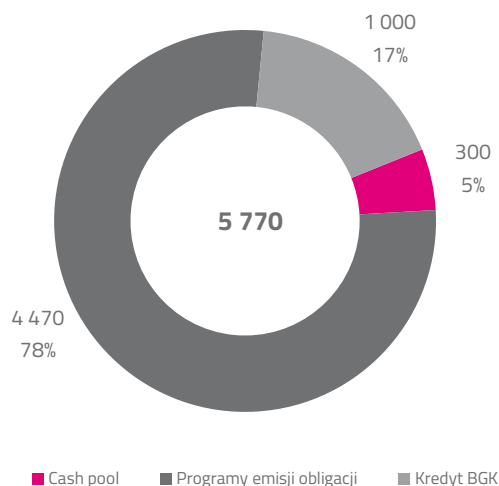
Zapadalność długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 31.12.2018 r. [mln zł]



Struktura długu Grupy TAURON
w ujęciu nominalnym na 31.12.2018 r.
[mln zł]



Kwoty dostępnego finansowania
Grupy TAURON na 31.12.2018 r.
[mln zł]



Struktura długu
według stopy oprocentowania
[mln zł]

Kwota długu	Oprocentowanie	Zabezpieczenie oprocentowanie zmienne
10 981	Zmienne: 5 668	IRS: 2 100
	Stałe: 5 313	Brak: 3 568

- Zadłużenie finansowe (wartość nominalna zadłużenia z tytułu obligacji, kredytów i pożyczek) na 31.12.2018 r. wynosi: 10 981 mln zł
- Średnioważona zapadalność długu na 31.12.2018 r. wynosi 78 miesięcy (przy założeniu rolowania obligacji do 2022 r.)
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 34% długu ogółem

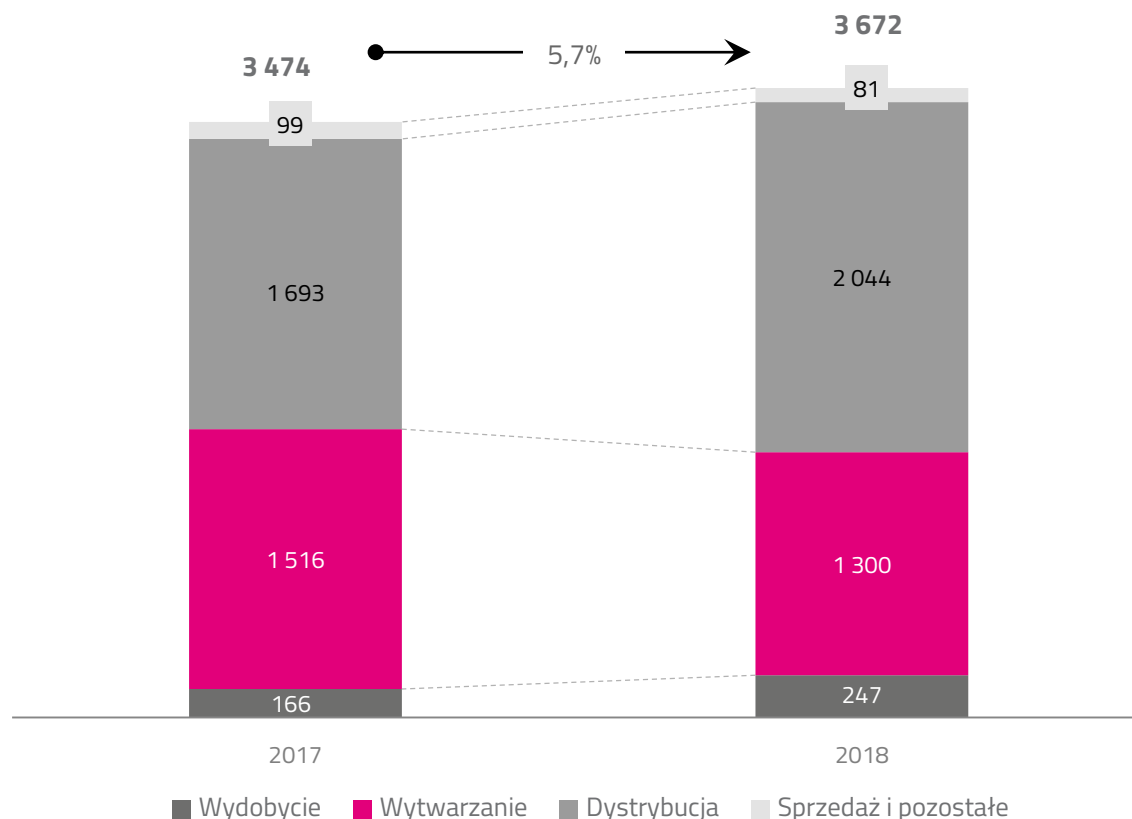
* Przy założeniu rolowania wszystkich obligacji wyemitowanych w ramach Programu Emisji Obligacji do końca terminu dostępności środków, tj. do 2022 r.

CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

Inwestycja	Moc (MW _e)	Moc (MW _t)	Zaawansowanie prac (proc.)	Planowany termin zakończenia
Budowa bloku węglowego w Jaworznie	910	-	85	 2019
Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola	450	240	86	 2019
Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina	-	-	63	 2021
Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski	-	-	30	 2023
Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze	-	-	42	 2025
Uciepłownienie w Elektrowni Łagisza przez modernizację turbiny 460 MW, budowę stacji ciepłowniczej oraz kotłów szczytowo-rezerwowych	-	150+144	21	 2020
Dostosowanie jednostek wytwórczych do konkluzji BAT	-	-	3	 2021

CAPEX – podział na segmenty

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



Główne inwestycje realizowane w 2018 r.

Wydobycie:

- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (87 mln zł)
- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (68 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (34 mln zł)

Wytwarzanie:

- Budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (991 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe (76 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów (28 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (17 mln zł)
- Przyłączanie obiektów ogrzewanych ze źródeł niskiej emisji do sieci ciepłowniczych (7 mln zł)

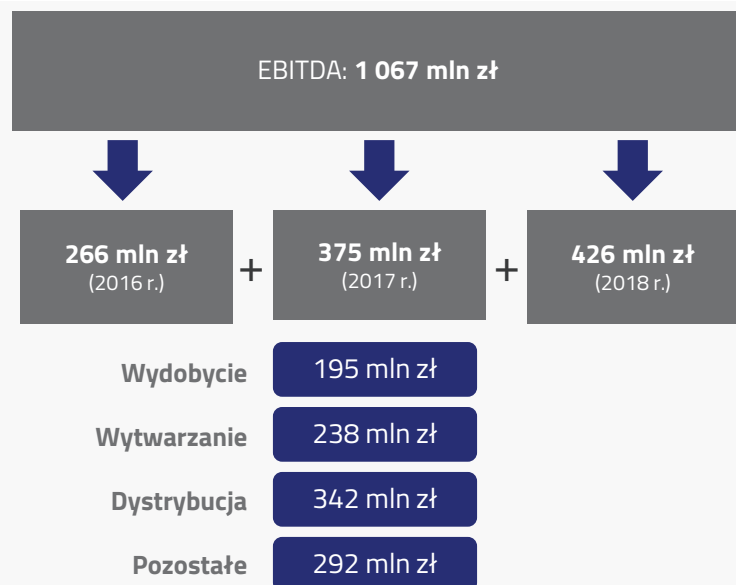
Dystrybucja:

- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (1 118 mln zł)
- Budowa nowych przyłączy (676 mln zł)
- Nakłady na IT, budynki i budowle oraz środki transportu (180 mln zł)

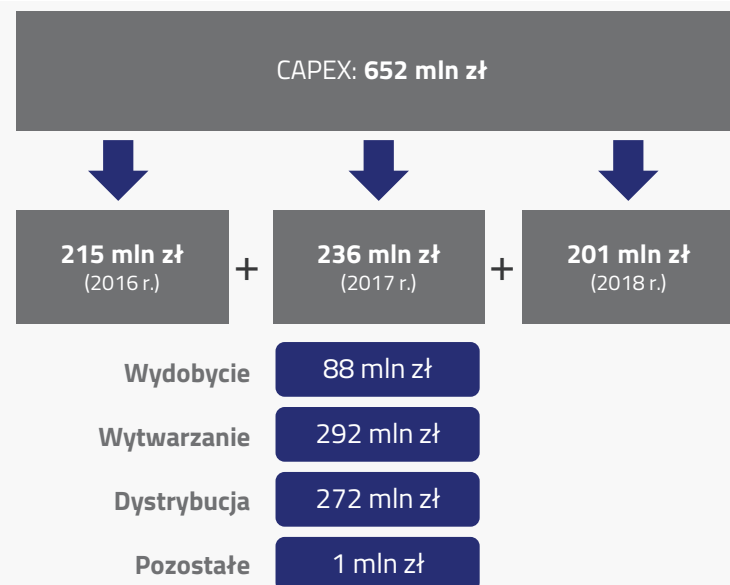
* Nakłady łącznie z inwestycjami kapitałowymi, nie uwzględniając kosztów finansowych, wyniosły: 3 380 mln zł w 2017 r. i 3 534 mln zł w 2018 r.

Efekty Programu Poprawy Efektywności 2016-2018

EBITDA: +1 067 mln zł (wartość skumulowana w latach 2016-2018) / **+400 mln zł rocznie** (wartość powtarzalna od 2018 r.)
CAPEX: 652 mln zł (oszczędności na wydatkach inwestycyjnych w latach 2016-2018)



- Racjonalizacja kosztów zatrudnienia: **534 mln zł**
- Optymalizacja majątku: **145 mln zł**
- Reorganizacja procesów: **388 mln zł**
 - ✓ Poprawa efektywności w zakresie dystrybucji
 - ✓ Obniżenie kosztów IT
 - ✓ Zmniejszenie kosztów obsługi klientów



- Efektywniejsze zarządzanie majątkiem: **419 mln zł**
- Optymalizacja zakupów: **233 mln zł**

Efekty Inicjatyw Strategicznych 2017-2018

EBITDA: 970 mln zł (wartość skumulowana w latach 2017-2018)
CAPEX: 1 464 mln zł (oszczędności na wydatkach inwestycyjnych w latach 2017-2018)

EBITDA: 970 mln zł

320 mln zł
(2017 r.)

+

650 mln zł
(2018 r.)

Wydobycie 42 mln zł

Wytwarzanie 808 mln zł

Pozostałe 120 mln zł

- Racjonalizacja kosztów zatrudnienia w segmentach Wydobywanie i Wytwarzanie: **260 mln zł**
- Optymalizacja i uelastycznienie kosztów operacyjnych oraz poprawa efektywności procesów: **368 mln zł**
- Poprawa rentowności segmentów poprzez działania ukierunkowane na wzrost przychodów: **342 mln zł**

CAPEX: 1 464 mln zł

617 mln zł
(2017 r.)

+

847 mln zł
(2018 r.)

Wydobycie 31 mln zł

Wytwarzanie 194 mln zł

Dystrybucja 201 mln zł

Pozostałe 1 038 mln zł

- Wstrzymanie nakładów inwestycyjnych na projekt bloku gazowo-parowego w El. Łagisza: **1 041 mln zł**
- Optymalizacja nakładów inwestycyjnych związanych z:
 - ✓ odtworzeniem majątku dystrybucji i koncentracja na poprawie niezawodności sieci i wdrożeniu nowoczesnych rozwiązań: **201 mln zł**
 - ✓ zarządzaniem i utrzymaniem majątku produkcyjnego (elektrowni, elektrociepłowni, zakładów górniczych): **222 mln zł**

Perspektywy na 2019 r.

Segment	Perspektywa EBITDA 2019 wobec 2018	Podstawowe czynniki
 Dystrybucja	stabilnie	- Wzrost WRA w 2019 r. o 530 mln zł, do 17,5 mld zł, +20 mln zł EBITDA w 2019 r. - WACC na stabilnym poziomie r/r (6,015 proc.) - Wejście w życie taryfy na dystrybucję energii elektrycznej od 6 kwietnia 2019 r. - Stabilny wolumen dostarczanej energii r/r
 Wytwarzanie	wzrost	- Wzrost o ponad 20 proc. r/r średniej ceny sprzedaży wyprodukowanej energii 3 proc. wzrost średniej ceny węgla r/r - Wyższa o 80 proc. r/r średnia cena zakupu uprawnień do emisji CO₂ - Lepsze wyniki źródeł odnawialnych (wyższe ceny sprzedaży energii i PM OZE, wyższy zakładany wolumen produkcji zarówno w źródłach wiatrowych i wodnych) - Gorsze perspektywy dla wyników aktywów ciepłowniczych (opóźnienie w przenoszeniu wzrostu kosztów węgla i uprawnień do emisji CO₂)
 Sprzedaż	spadek	- Kilkuprocentowy spadek wolumenu sprzedaży do odbiorców końcowych - Rosnąca cena zakupu energii skutkująca spadkiem marży na sprzedaży energii - Wynik finansowy uzależniony od regulacji dotyczących cen sprzedaży energii dla klientów w 2019 r.
 Wydobycie	wzrost	- Wolumen produkcji węgla handlowego na poziomie wyższym w stosunku do 2018 r. - Utrzymanie średniej ceny sprzedaży węgla na poziomie roku 2018 - Wzrost kosztów energii elektrycznej, usług obcych, spedycji, wynajmu maszyn i urządzeń górniczych - Wdrożenie Programu Zwiększenia Wydajności
 CAPEX i zadłużenie	wzrost	- Wzrost CAPEX-u na skutek realizowanego projektu 910 MW w Jaworznie oraz nakładów związanych z modernizacją BAT – planowany CAPEX Grupy w 2019 r.: 4-5 mld zł - Wzrost poziomu zadłużenia przy utrzymaniu wskaźnika dług netto/EBITDA poniżej 3,5x

Kontakt



Zespół Relacji Inwestorskich

Marcin Lauer

marcin.lauer@tauron.pl

tel. + 48 32 774 27 06

Paweł Gaworzyński

pawel.gaworzynski@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 34

Mirosław Szczygielski

miroslaw.szczygielski@tauron.pl

tel. + 48 516 112 858

Magdalena Wilczek

magdalena.wilczek@tauron.pl

tel. + 48 723 600 894

Katarzyna Heinz

katarzyna.heinz@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 38

Zastrzeżenie prawne



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 jakiejkolwiek 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.

Pokrycie analityczne TAURON



Instytucja	Analityk
Dom Maklerski mBanku	Kamil Kliszcz
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
Dom Maklerski Santander	Paweł Puchalski
Dom Maklerski PKO BP	Stanisław Ozga
Dom Maklerski Banku Handlowego	Piotr Dzieciołowski
Ipopema	Robert Maj
Erste Group	Tomasz Duda

Instytucja	Analityk
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
WOOD & Company	Ondrej Slama
Dom Maklerski BOŚ	Jakub Viscardi
Exane BNP Paribas	Michael Harleaux
Pekao Investment Banking	Maksymilian Piotrowski
Beskidzki Dom Maklerski	Krystian Brymora

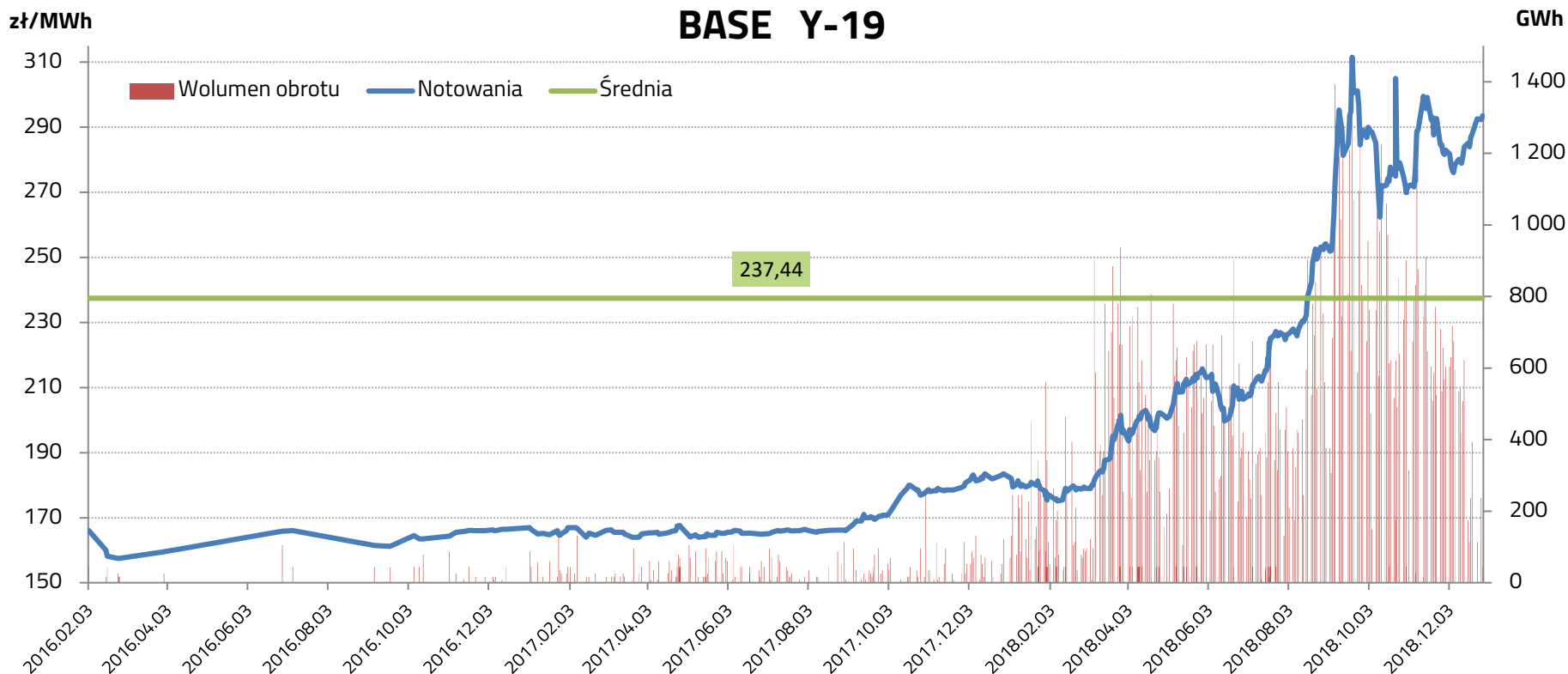
Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

Energia elektryczna						
Platformy: TGE, TFS	2018 r.		2019 r. (notowania do 14 marca 2019 i estymacja)		2019/2018	
	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena (PLN/MWh)	Wolumen (GWh)	Cena %	Wolumen %
Forward BASE (Y+Q+M)	182,85	103 370	239,05	152 219	30,7%	47,3%
Forward PEAK (Y+Q+M)	228,27	11 058	340,28	12 328	49,1%	11,5%
Forward (średnia ważona)	187,24	114 427	246,28	164 547	31,5%	43,8%
SPOT (TGE)	224,73	27 645	263,01**	27 000	17,0%	-2,3%
Średnia ważona razem	194,53	142 073	248,64	191 547	27,8%	34,8%

Prawa majątkowe (PLN/MWh)			
Rodzaj certyfikatu	Ceny rynkowe (średnia za pierwszy kwartał 2019 r.)	Opłata zastępcza i obowiązek za:	
		2018 r.	2019 r.
OZE (PMOZE_A)	111,94	48,53 (17,5%)	129,78 (18,5%)
OZE z biogazowni (PMOZE_BIO)	300,58	300,03 (0,5%)	300,03 (0,5%)
Kogeneracja węglowa (PMEC-2018)	8,75	9,00 (23,2%)	
Kogeneracja gazowa (PMGM-2018)	109,51	115,00 (8,0%)	
Kogeneracja z metanu (PMMET-2018)	55,20	56,00 (2,3%)	

Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUR/t)	
Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja marzec 2019 r.)	Cena (EUR/t)
Średnia w 2018 r.	15,96 EUR/t
Średnia w 2019 r.	25,5 EUR/t
Średnia w 2020 r.	30 EUR/t
Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2019 r.	22-27 EUR/t

Notowania kontraktów BASE na 2019



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		237,44	133 170
w tym	na TGE	238,36	129 674
	poza TGE	203,20	3 495

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2019 r.: 244,92 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 143 508 GWh

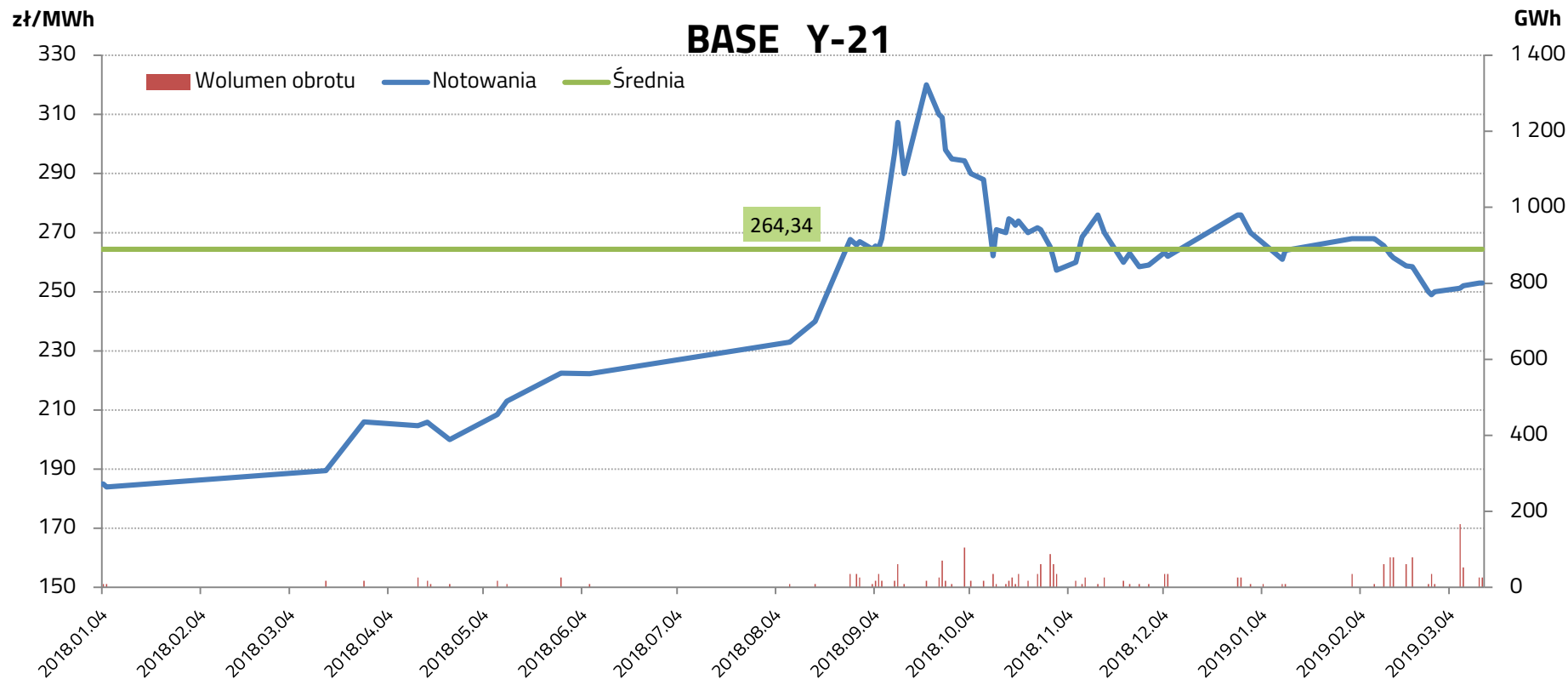
Notowania kontraktów BASE na 2020 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		260,91	31 271
w tym	na TGE	260,97	31 236
	poza TGE	208,19	35

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2020 r.: 265,55 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2020 r.: 33 015 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2021 r.



		Średnia cena [zł/MWh]	Wolumen [GWh]
Razem		264,34	2 190
w tym	na TGE	264,34	2 190
	poza TGE		0

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2021 r.: 264,80 zł/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2021 r.: 2 198 GWh

Dziękujemy za uwagę