



Wyniki finansowe
Grupy TAURON
za I-III kwartał 2019 r.

15 listopada 2019 r.



Filip Grzegorzczak
Prezes Zarządu

- Kluczowe dane finansowe i operacyjne
- Najważniejsze wydarzenia
- Projekty inwestycyjne i CAPEX



Marek Wadowski
Wiceprezes Zarządu
ds. Finansów

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

Kluczowe dane za I-III kwartał 2019 r.



| Wyniki finansowe | | |
|------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| [mln zł] | Q1-Q3 2019 vs Q1-Q3 2018 | |
| Przychody ze sprzedaży | 15 260 | 15% |
| EBITDA | 3 016 | (1)% |
| Wynik netto* | 854 | 0,2% |
| CAPEX | 2 741 | 12% |
| Dług netto/EBITDA | 2,83x | wzrost o 0,29x (vs 31.12.2018) |

| Dane operacyjne | | |
|--|-----------------------------|---------------|
| | Q1-Q3 2019 vs Q1-Q3 2018 | |
| Dystrybucja energii elektrycznej [TWh] | 38,74 | (0,3)% |
| Produkcja energii elektrycznej [TWh] | 10,41 | (13)% |
| Wytwarzanie ciepła [PJ] | 7,14 | (4)% |
| Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh] | 25,02 | (1)% |
| Produkcja węgla handlowego [mln ton] | 2,94 | (19)% |

* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe dane za III kwartał 2019 r.



| Wyniki finansowe | | |
|------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| [mln zł] | Q3 2019 vs Q3 2018 | |
| Przychody ze sprzedaży | 4 862 | 9% |
| EBITDA | 808 | 2% |
| Wynik netto* | 188 | (34)% |
| CAPEX | 1 099 | 24% |
| Dług netto/EBITDA | 2,83x | wzrost o 0,29x (vs 31.12.2018) |

| Dane operacyjne | | |
|--|-----------------------|--------------|
| | Q3 2019 vs Q3 2018 | |
| Dystrybucja energii elektrycznej [TWh] | 12,66 | (1)% |
| Produkcja energii elektrycznej [TWh] | 3,26 | (25)% |
| Wytwarzanie ciepła [PJ] | 0,73 | 4% |
| Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh] | 8,00 | (2)% |
| Produkcja węgla handlowego [mln ton] | 0,69 | (37)% |

* Przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Podsumowanie najważniejszych wydarzeń



17 kwietnia

Potwierdzenie przez agencję Fitch Ratings długoterminowych ratingów w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie BBB z perspektywą stabilną oraz nadanie obligacjom hybrydowym ratingu w walucie krajowej na poziomie BB+ oraz ratingu krajowego na poziomie BBB+

27 maja

Przyjęcie aktualizacji kierunków strategicznych Grupy TAURON

3 września

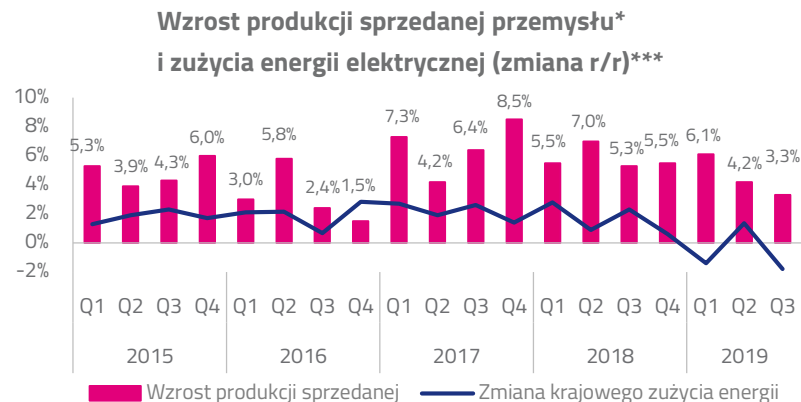
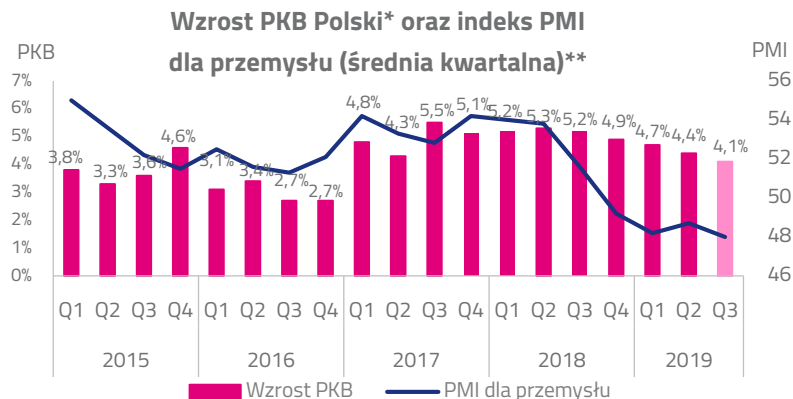
Podpisanie dokumentacji transakcyjnej nabycia pięciu farm wiatrowych o mocy 180 MW za 137,1 mln euro

16 października

Osiągnięcia w tegorocznej edycji konkursu „The Best Annual Report” organizowanego przez Instytut Rachunkowości i Podatków:

- nagroda „The Best of the Best”
- nagroda specjalna za najlepszy raport zintegrowany
- wyróżnienie za najlepsze oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego

Sytuacja makroekonomiczna i rynkowa



Ceny energii w rocznych kontraktach BASE

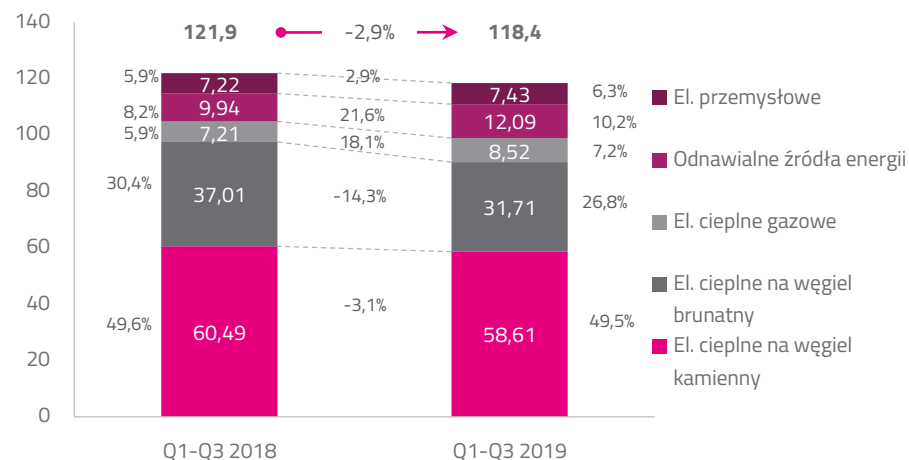
| Okres | Średnia cena [PLN/MWh] | Wolumen [GWh] |
|-------|------------------------|---------------|
| Y-13 | 191,60 | 108 861 |
| Y-14 | 160,40 | 142 841 |
| Y-15 | 168,11 | 146 932 |
| Y-16 | 166,47 | 147 923 |
| Y-17 | 160,27 | 76 729 |
| Y-18 | 165,98 | 65 227 |
| Y-19 | 237,44 | 133 170 |
| Y-20* | 267,54 | 112 549 |
| Y-21* | 268,68 | 12 860 |

* notowania do dnia 24 października 2019 r.

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

- 2014 r.: 163,58 PLN/MWh
- 2015 r.: 169,99 PLN/MWh
- 2016 r.: 169,70 PLN/MWh
- 2017 r.: 163,70 PLN/MWh
- 2018 r.: 194,30 PLN/MWh
- 2019 r.: 246,39 PLN/MWh (estymacja)

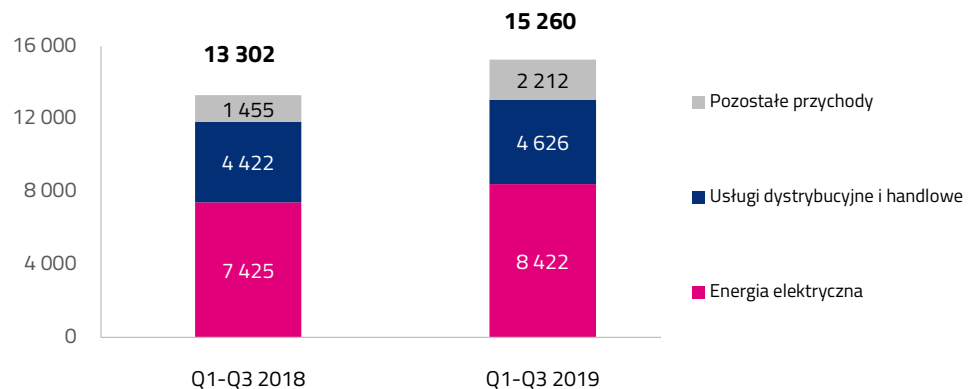
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce*** [TWh]



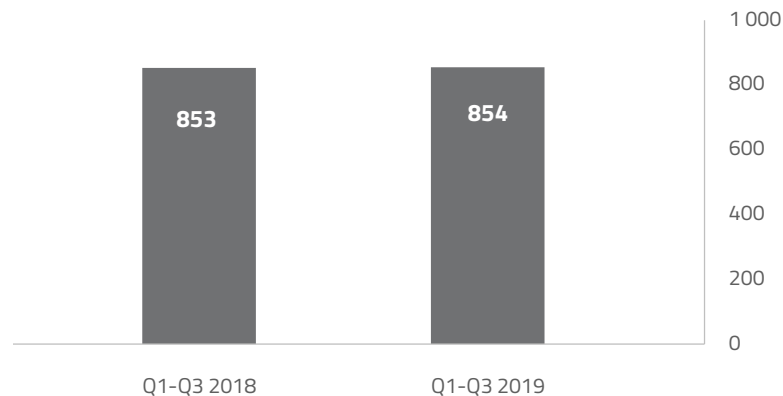
Dane finansowe za I-III kwartał 2019 r.



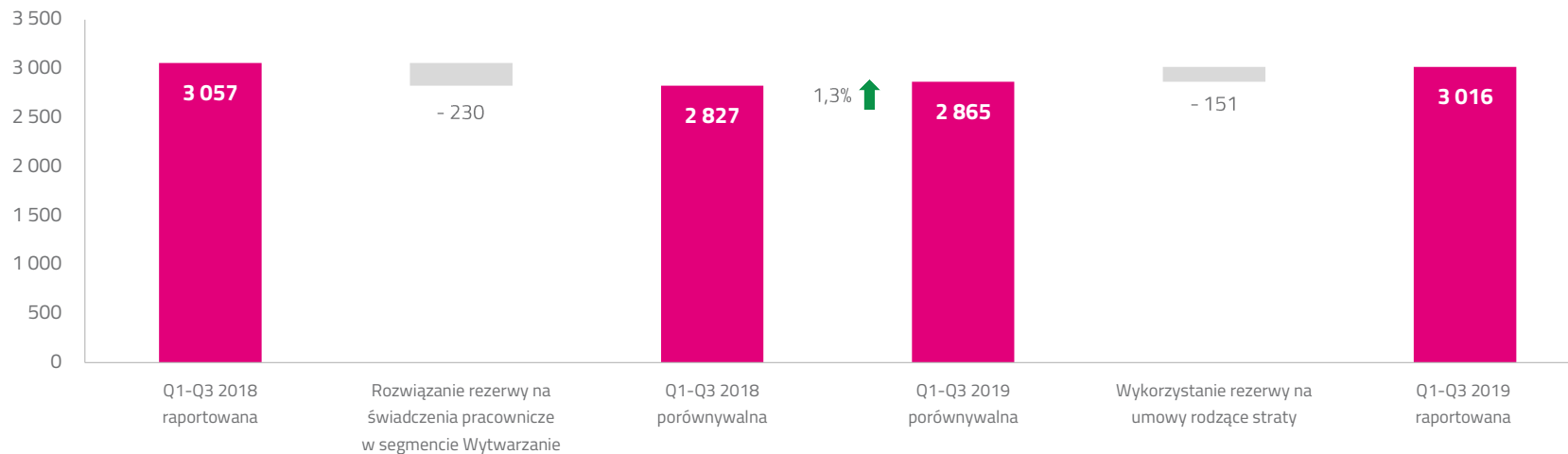
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



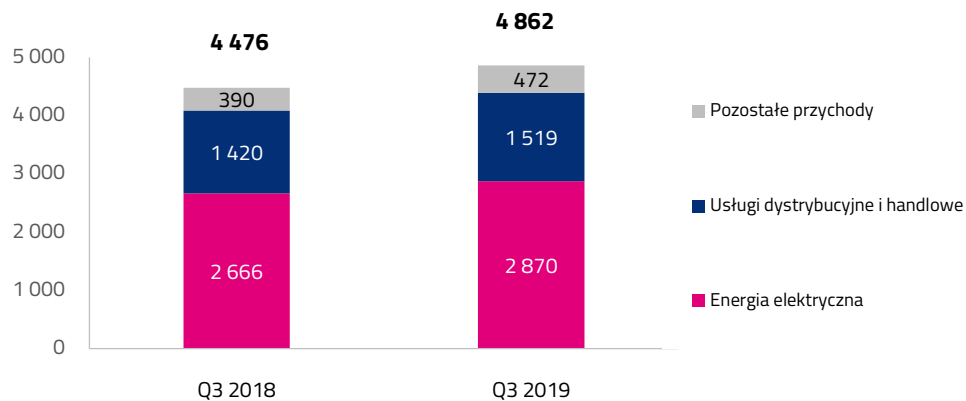
EBITDA Q1-Q3 2019 vs Q1-Q3 2018 [mln zł]



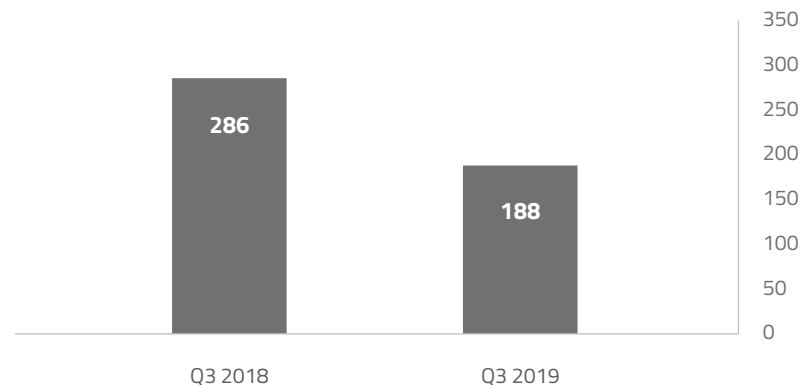
Dane finansowe za III kwartał 2019 r.



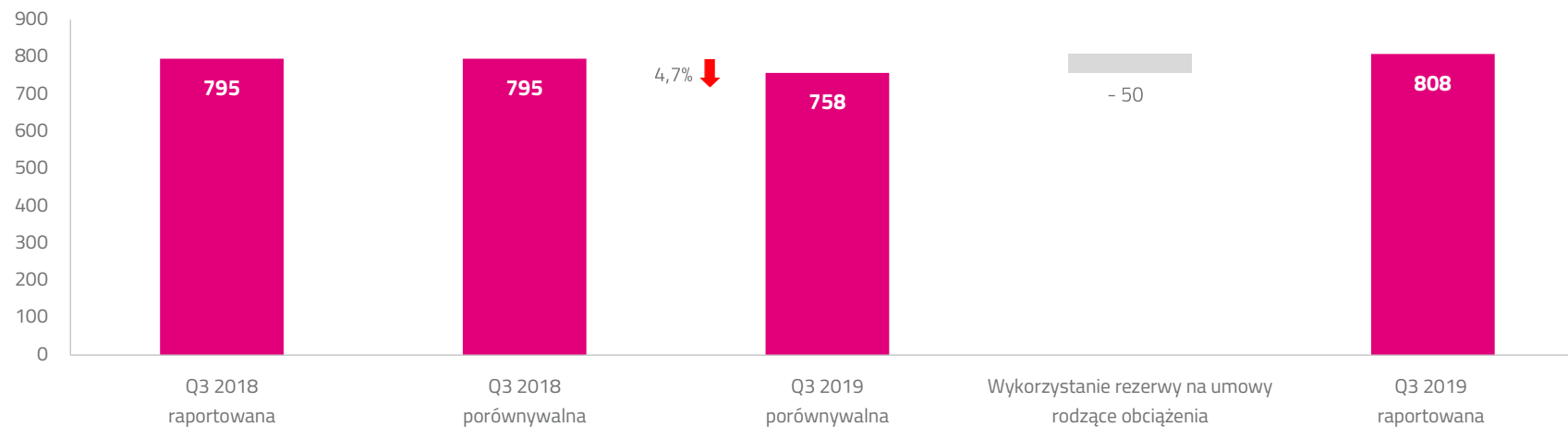
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]

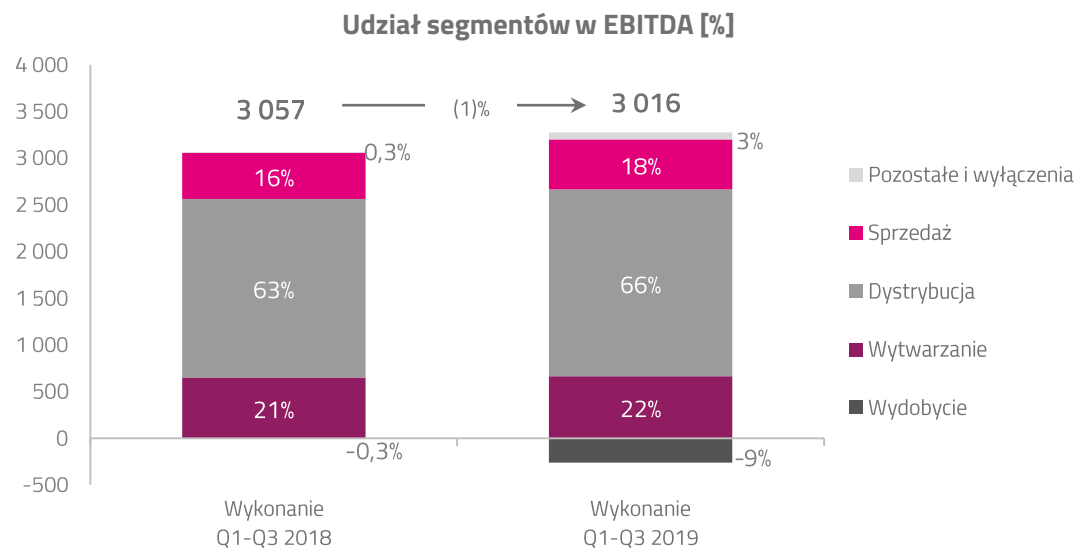


EBITDA Q3 2019 vs Q3 2018 [mln zł]



Wyniki segmentów za I-III kwartał 2019 r.

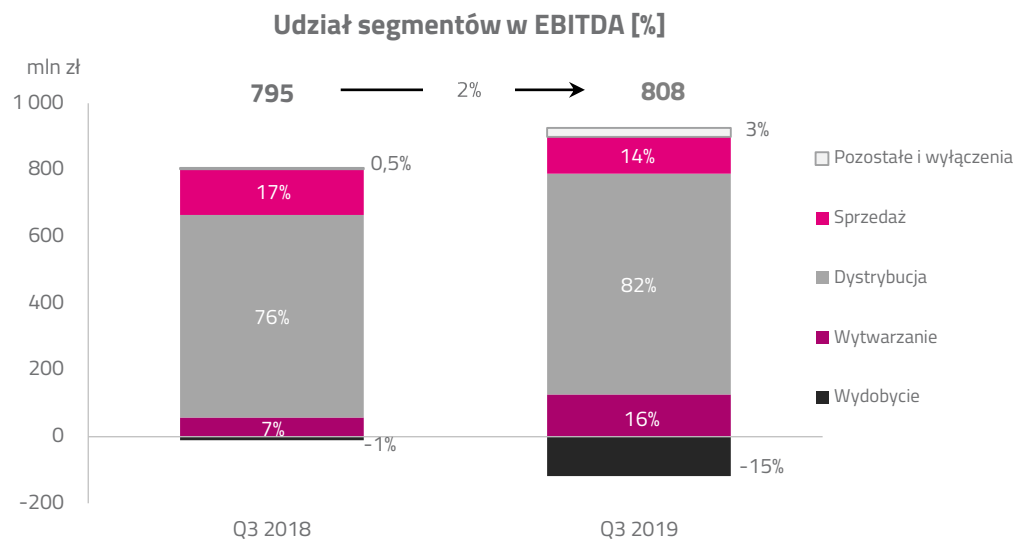
| [mln zł] | Dystrybucja | Wytwarzanie | Sprzedaż | Wydobycie | Pozostałe i wyłączenia* |
|-----------|-------------|-------------|----------|-----------|-------------------------|
| Przychody | 4 898 | 3 635 | 11 221 | 733 | (5 228) |
| EBITDA | 2 000 | 666 | 534 | (262) | 79 |
| EBIT | 1 141 | 340 | 504 | (676) | 11 |
| CAPEX | 1 331 | 972 | 21 | 369 | 49 |



* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

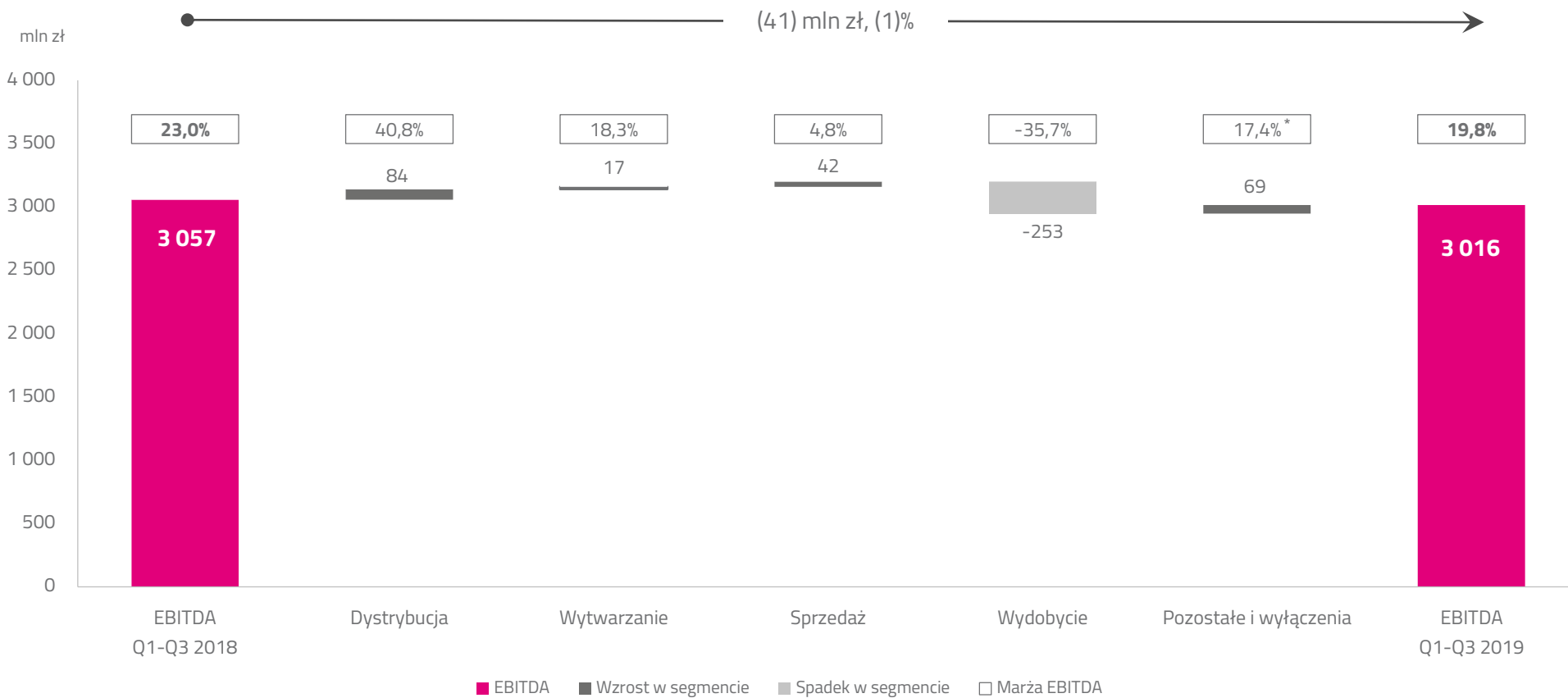
Wyniki segmentów za III kwartał 2019 r.

| [mln zł] | Dystrybucja | Wytwarzanie | Sprzedaż | Wydobycie | Pozostałe i wyłączenia* |
|-----------|-------------|-------------|----------|-----------|-------------------------|
| Przychody | 1 623 | 1 089 | 3 575 | 202 | (1 626) |
| EBITDA | 663 | 126 | 110 | (119) | 27 |
| EBIT | 376 | 15 | 100 | (165) | 4 |
| CAPEX | 468 | 471 | 10 | 132 | 17 |



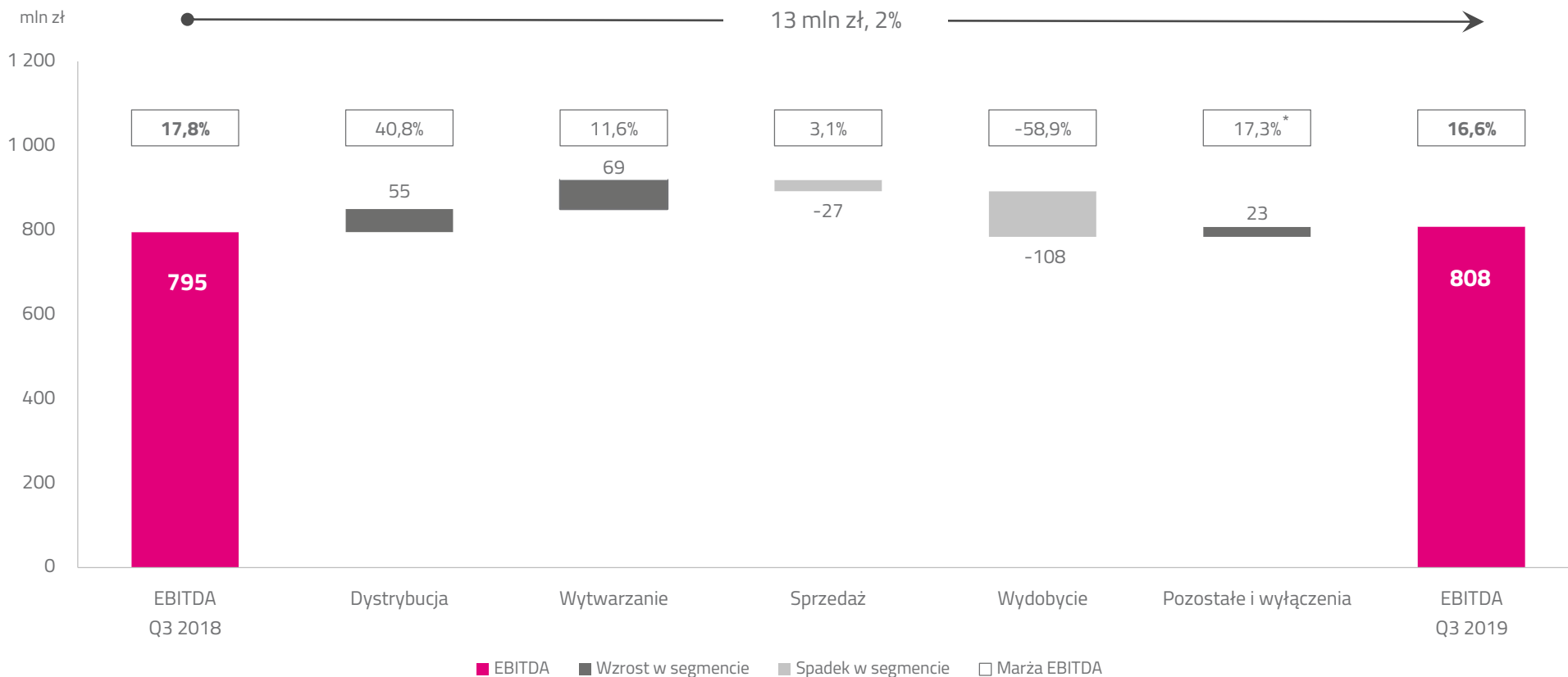
* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

EBITDA za I-III kwartał 2019 r.



* Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

EBITDA za III kwartał 2019 r.



*Marża EBITDA segmentu Pozostała działalność

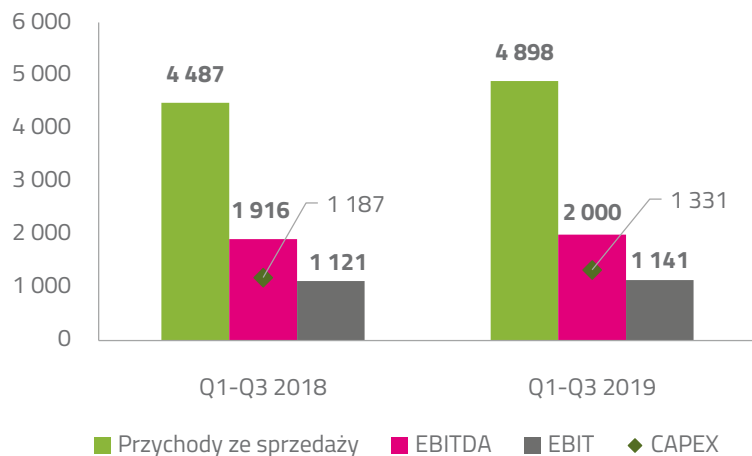


Segment Dystrybucja

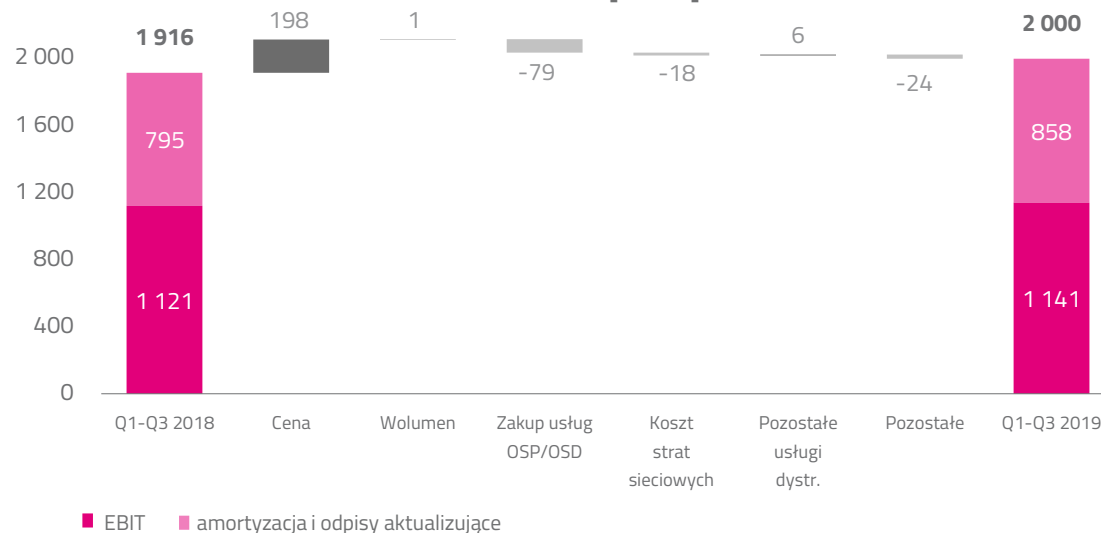
Segment Dystrybucja – I-III kwartał 2019 r.



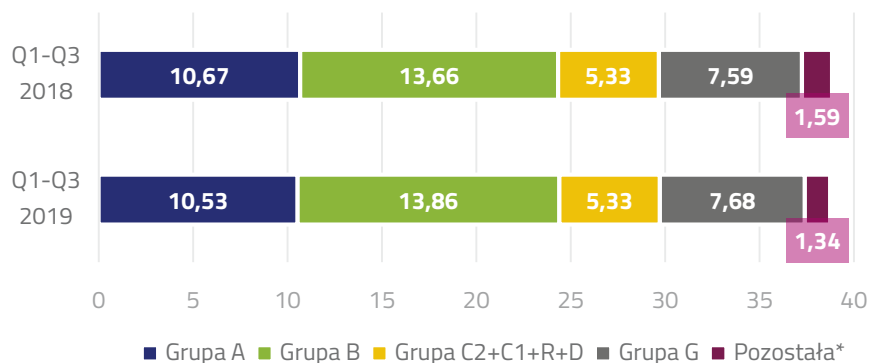
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



Wzrost średniej ceny usługi dystrybucyjnej do odbiorców końcowych ✓

Wyższy wolumen sprzedaży usług dystrybucji energii do odbiorców końcowych ✓

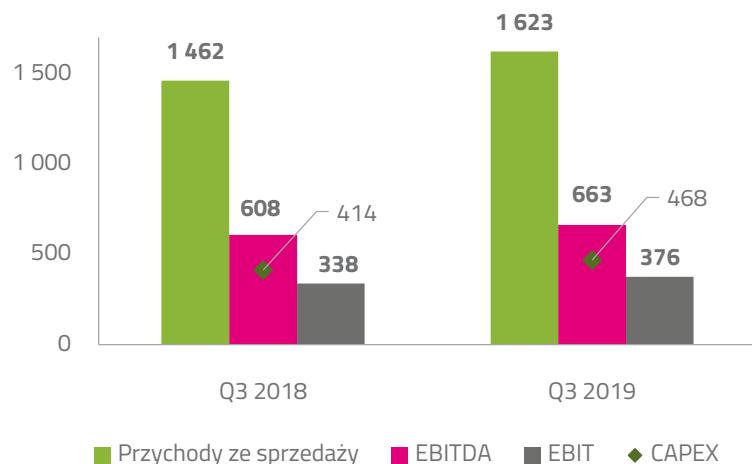
Wejście w życie nowej taryfy dystrybucyjnej na rok 2019 od 6 kwietnia 2019 r.

* Sąsiedni OSD i eksport

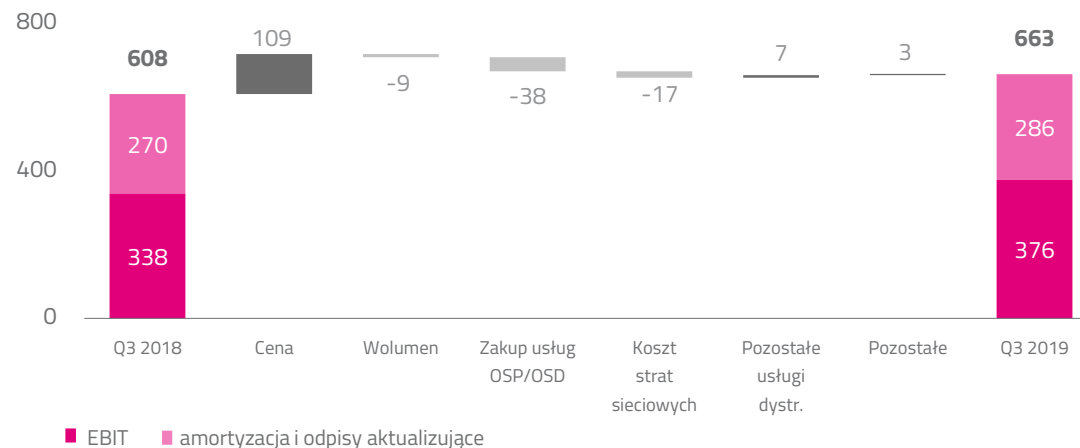
Segment Dystrybucja – III kwartał 2019 r.



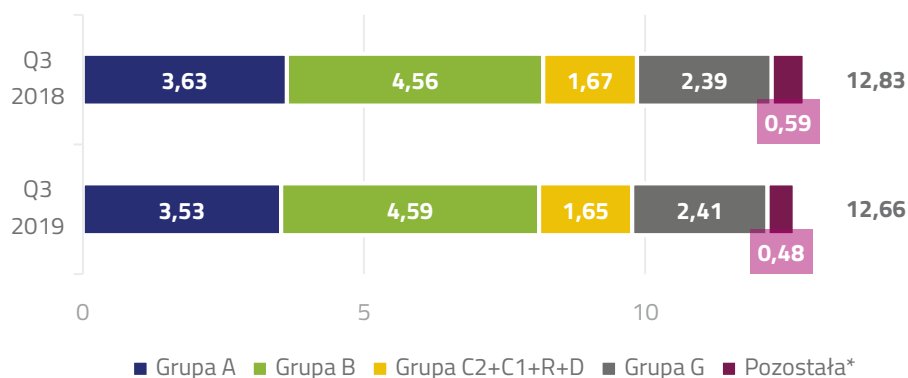
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



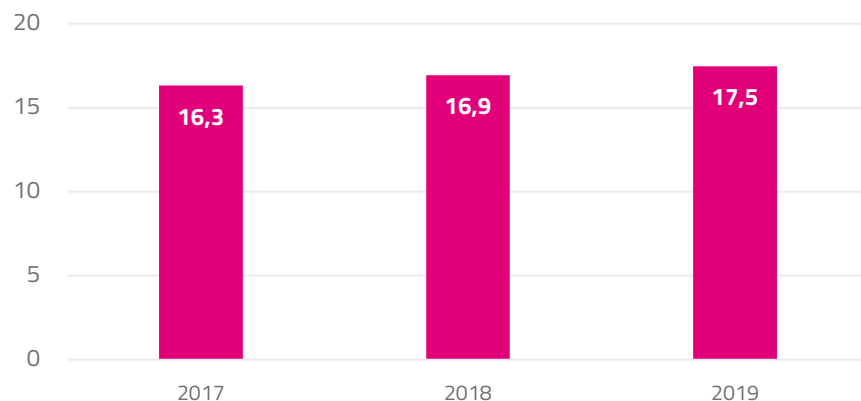
* Sąsiedni OSD i eksport

- Wyższa cena sprzedaży usługi dystrybucyjnej ✓
- Spadek wolumenu sprzedaży usługi dystrybucyjnej -
- Wyższy koszt zakupu energii na pokrycie strat sieciowych -

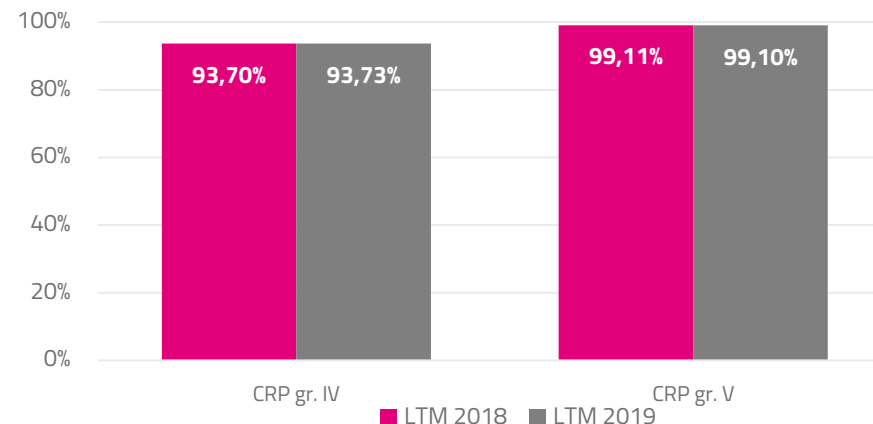
Segment Dystrybucja – kluczowe parametry



Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]

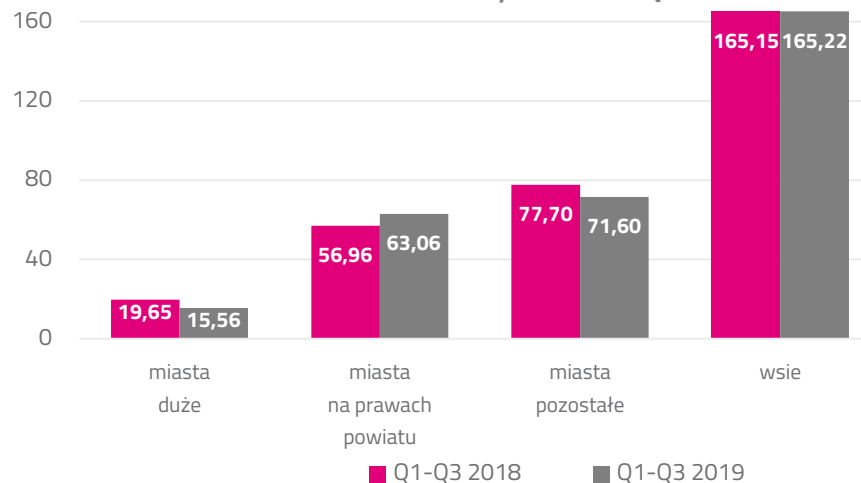


Czas Realizacji Przyłączenia [%]

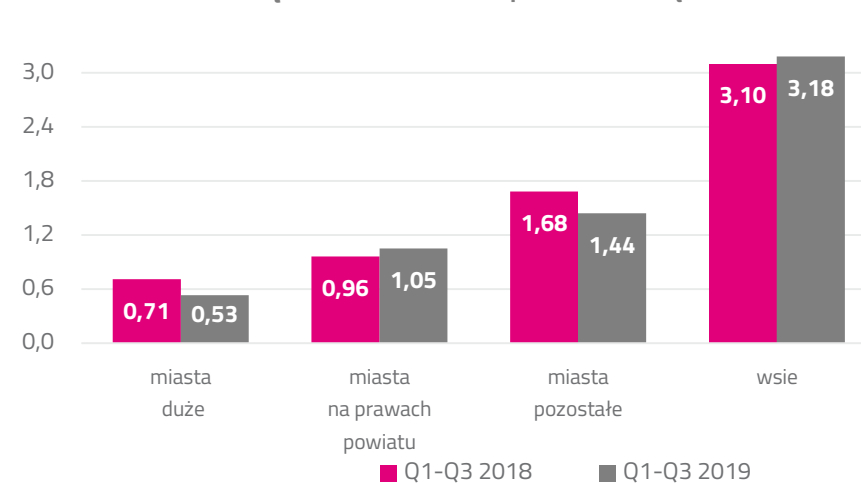


LTM – okres ostatnich 12 miesięcy kończący się 30 września 2019 r.

Czas Trwania Przerwy [min/odbiorcę]



Częstość Przerw [liczba przerw/odbiorcę]



CZAS TRWANIA PRZERWY

CTP_{md} – duże miasta
 CTP_{mp} – miasta na prawach powiatu
 CTP_m – miasta
 CTP_w – wsie

CZĘSTOŚĆ PRZERW

CP_{md} – duże miasta
 CP_{mp} – miasta na prawach powiatu
 CP_m – miasta
 CP_w – wsie

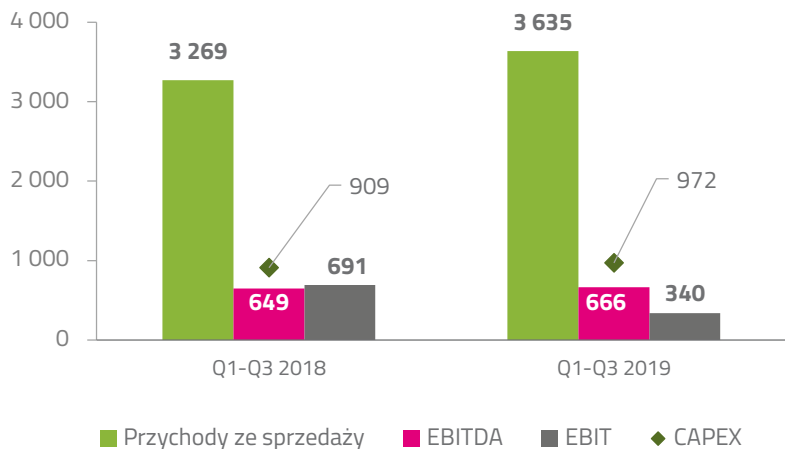


Segment Wytwarzanie

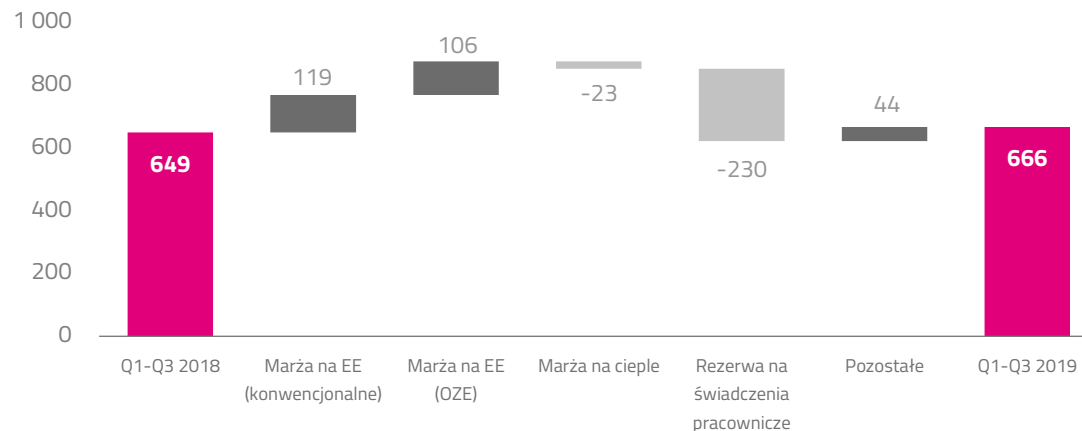
Segment Wytwarzanie – I-III kwartał 2019 r.



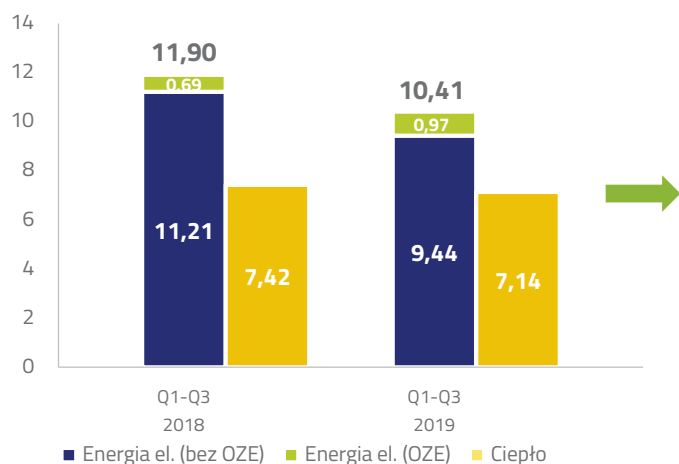
Dane finansowe [mln zł]



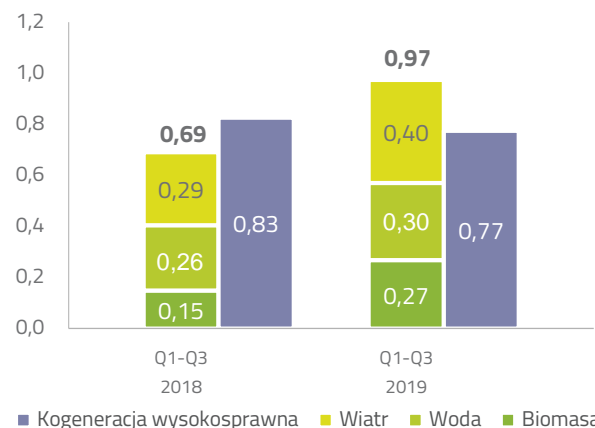
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Produkcja z OZE i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]

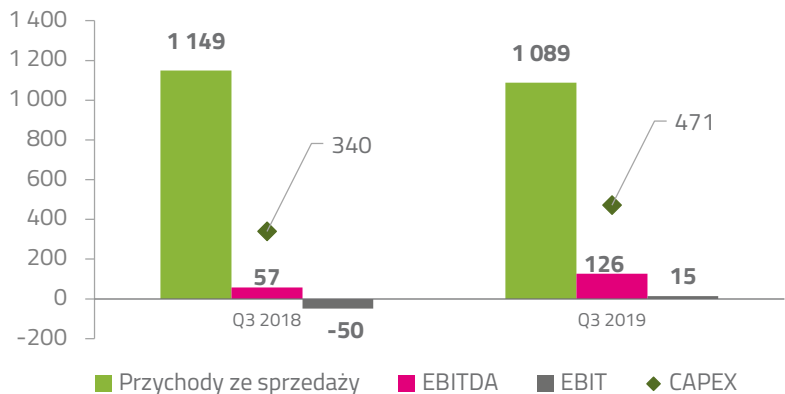


- Wyższe ceny energii elektrycznej ✓
- Wyższy wolumen produkcji energii w el. wodnych i farmach wiatrowych oraz blokach biomasowych ✓
- Wzrost cen paliw oraz uprawnień do emisji CO₂ i niepełne przeniesienie tego wzrostu w taryfach ciepłowniczych -

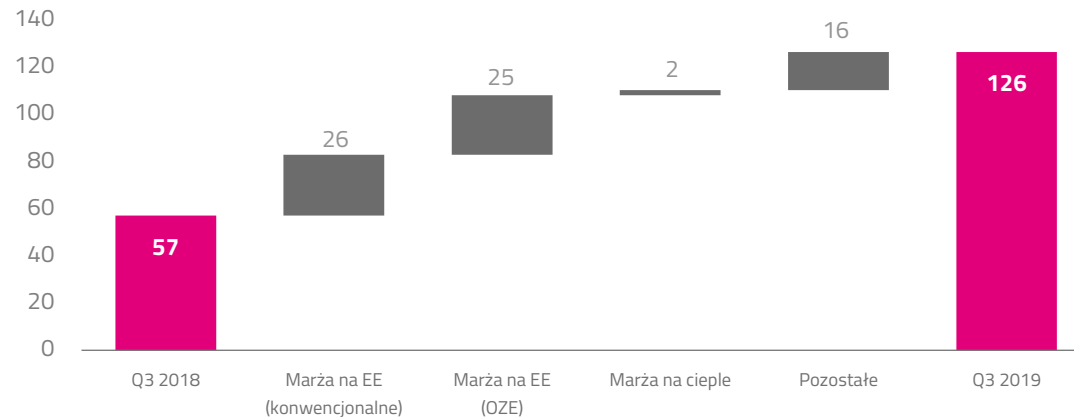
Segment Wytwarzanie – III kwartał 2019 r.



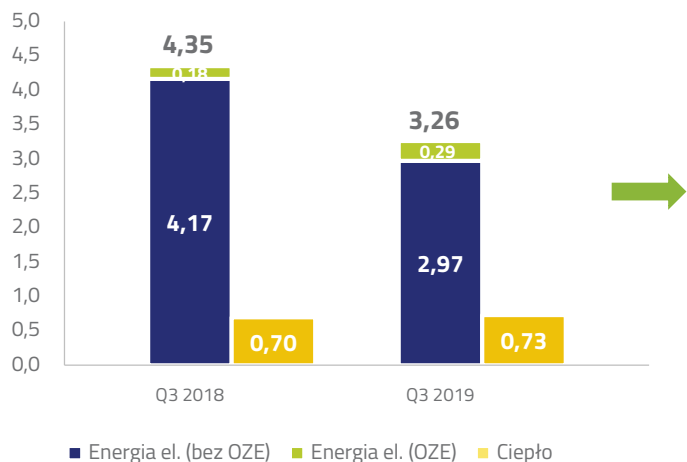
Dane finansowe [mln zł]



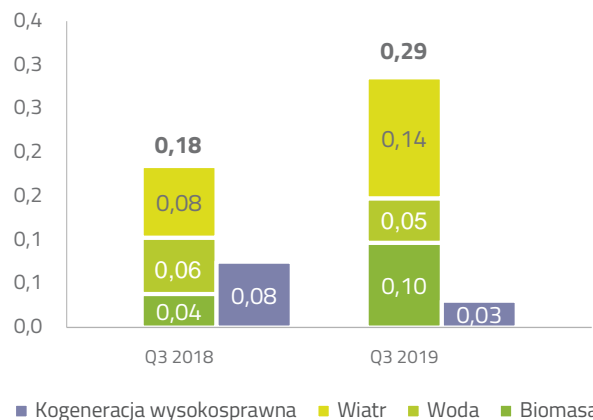
Zmiana EBITDA [mln zł]



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



Produkcja z OZE i wysokosprawnej kogeneracji [TWh]

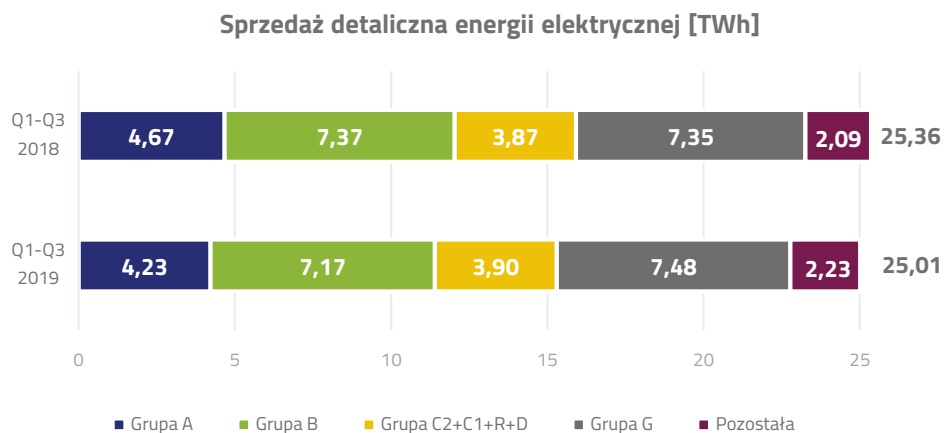
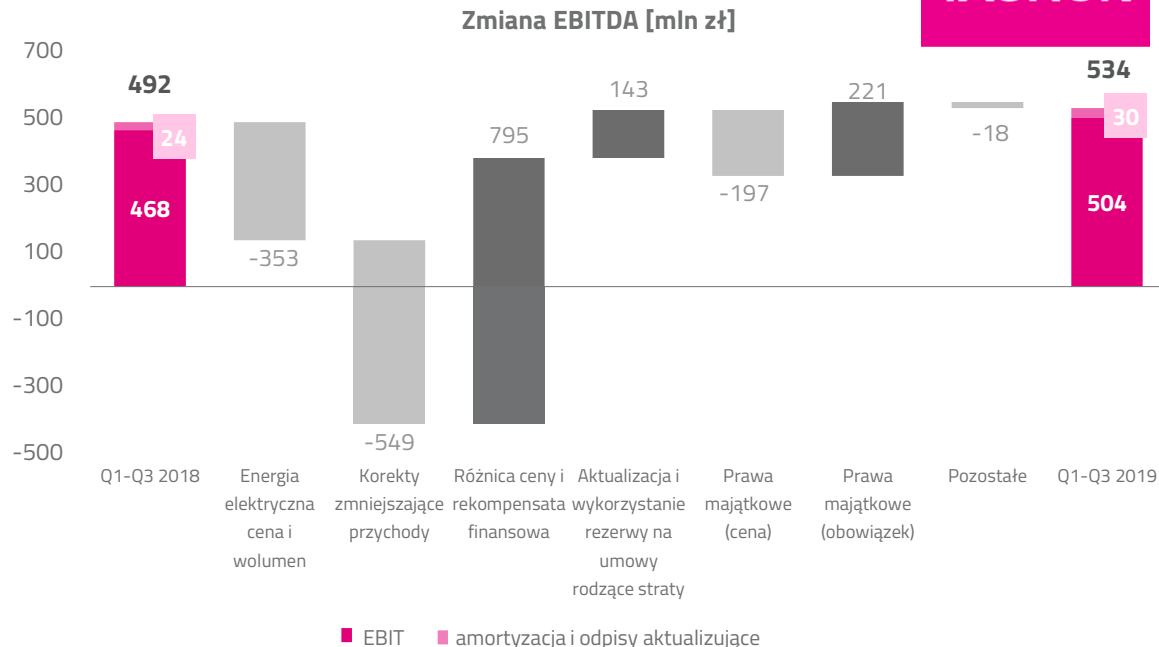
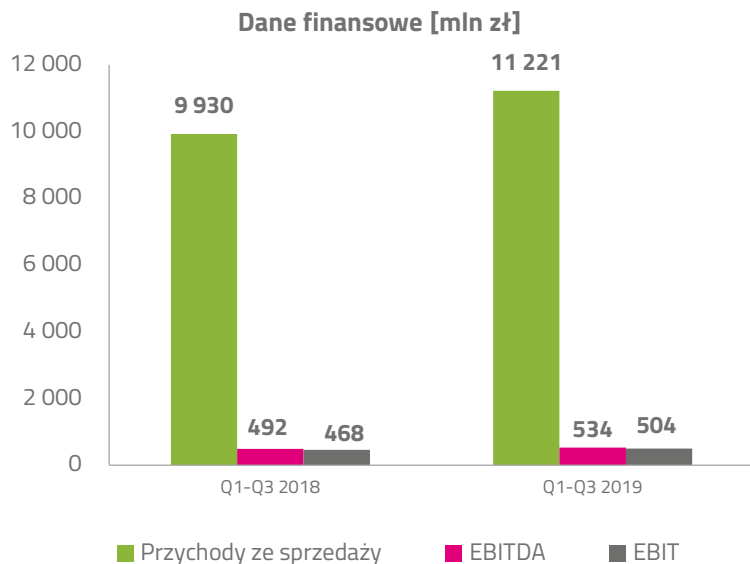


- Wyższe ceny energii elektrycznej ✓
- Wyższy wolumen produkcji energii w farmach wiatrowych ✓
- Wzrost cen paliw oraz uprawnień do emisji CO2 -



Segment Sprzedaż

Segment Sprzedaż – I-III kwartał 2019 r.



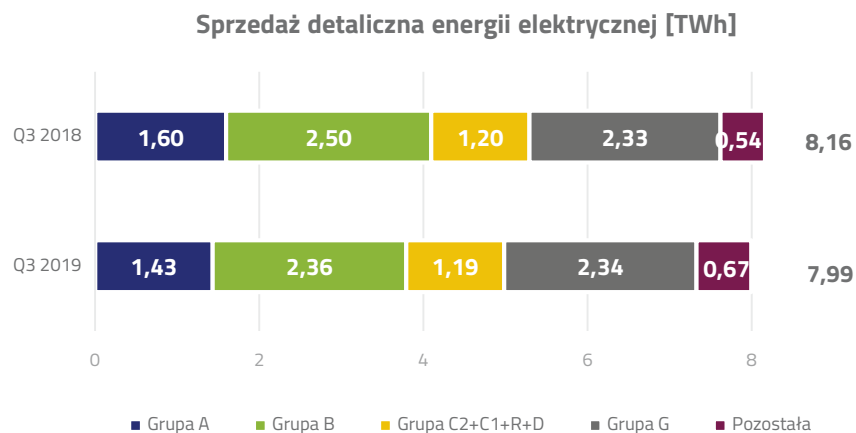
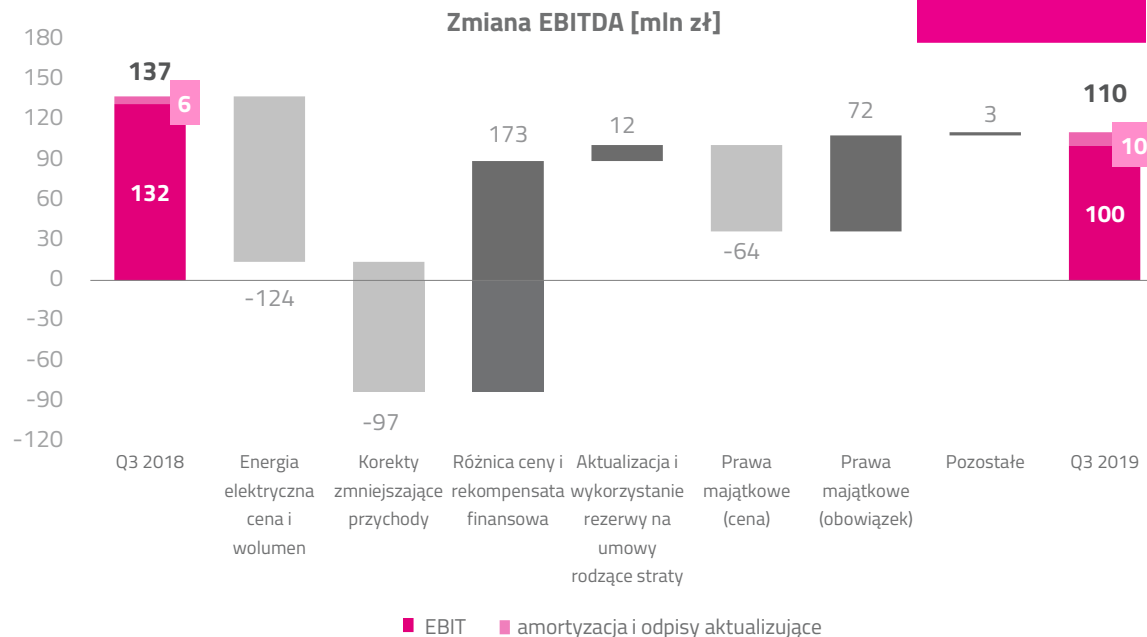
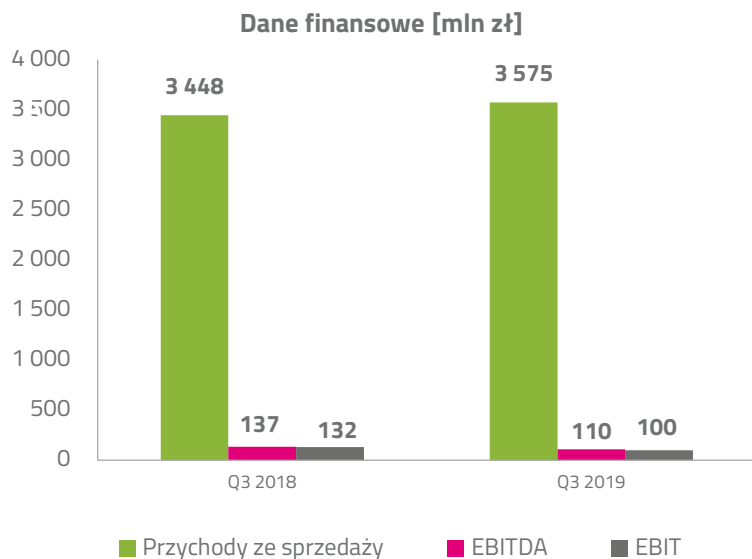
• Wzrost cen zakupu energii elektrycznej i PMOZE oraz rosnąca w związku z tym presja na obniżenie marż

▪ Pozytywny efekt braku obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji

▪ Efekt tzw. ustawy prądowej - neutralny



Segment Sprzedaż – III kwartał 2019 r.



- Wzrost cen zakupu energii elektrycznej i PMOZE oraz rosnąca w związku z tym presja na obniżenie marż

- Pozytywny efekt braku obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji

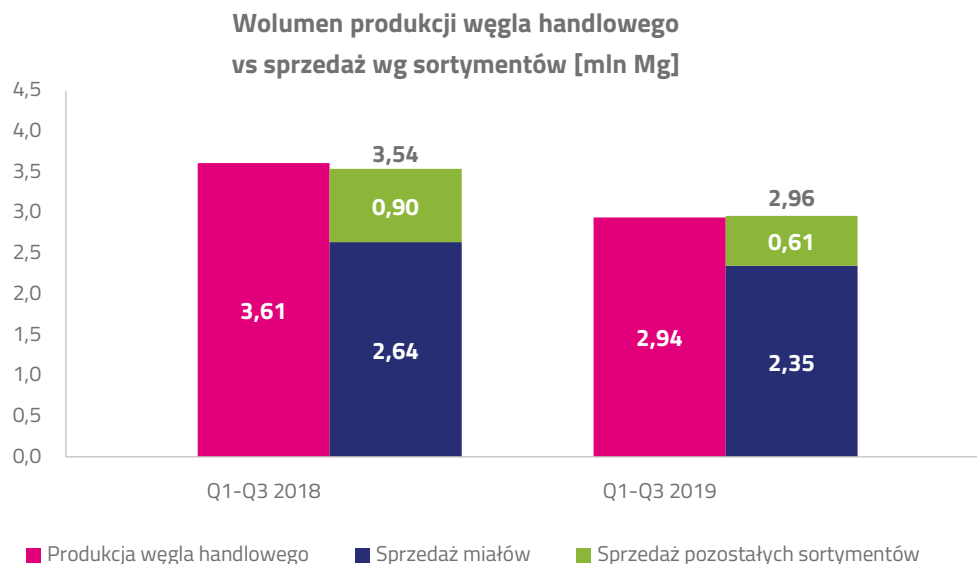
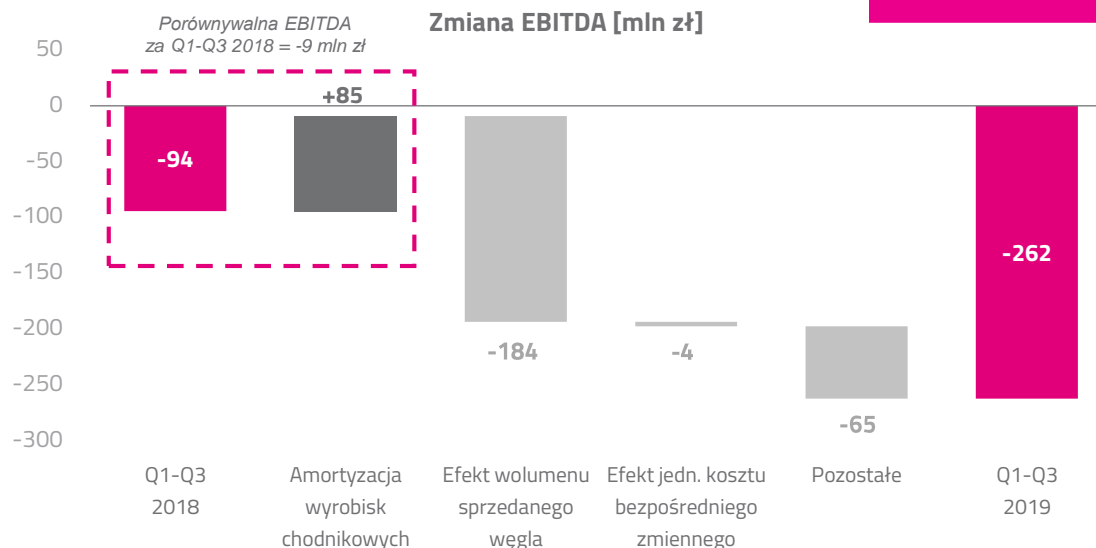
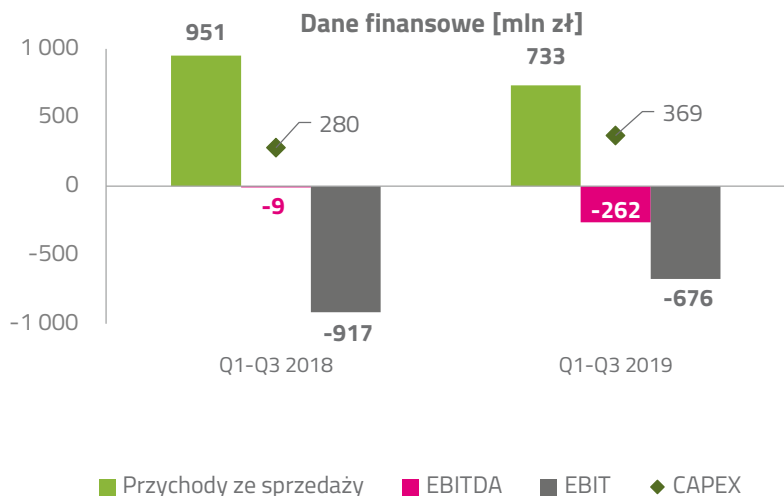
- Efekt tzw. ustawy prądowej - neutralny





Segment Wydobycie

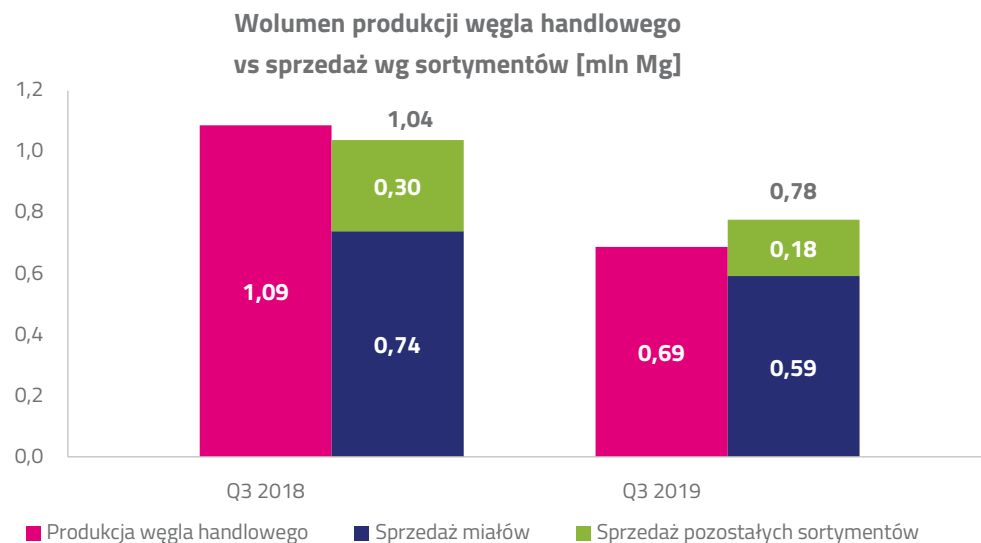
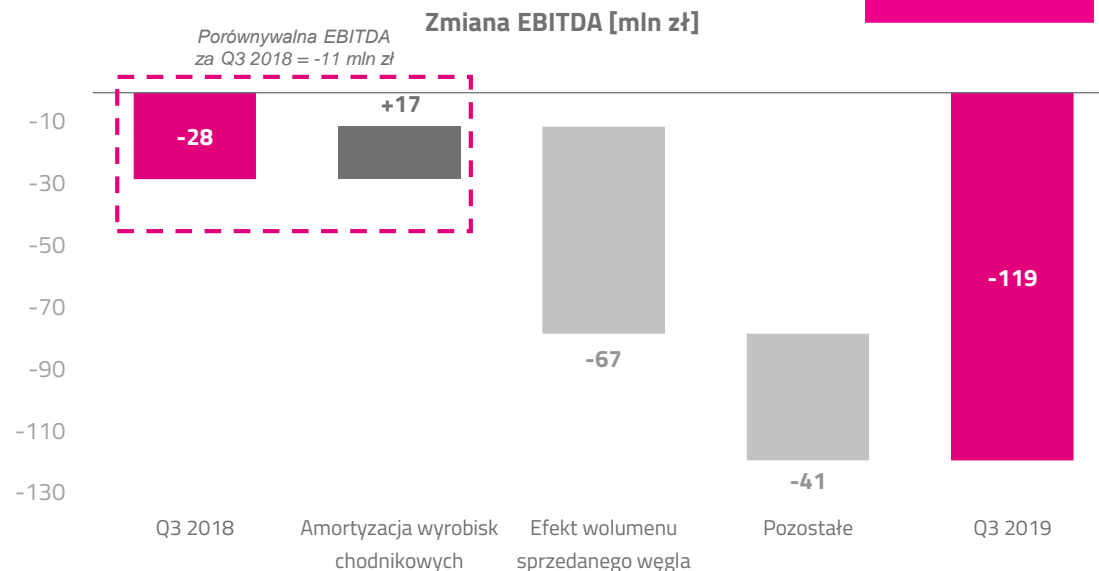
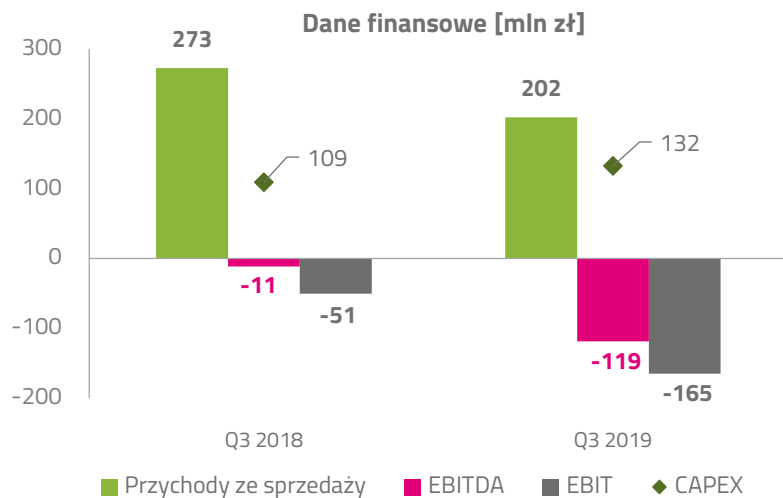
Segment Wydobycie – I-III kwartał 2019 r.



- Niższy wolumen sprzedanego węgla
- Wyższe jednostkowe koszty zakupu usług i energii elektrycznej
- Wyższy o 40 zł/Mg jednostkowy mining cash cost* (wzrost z 209 do 249 zł/Mg)

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

Segment Wydobycie – III kwartał 2019 r.

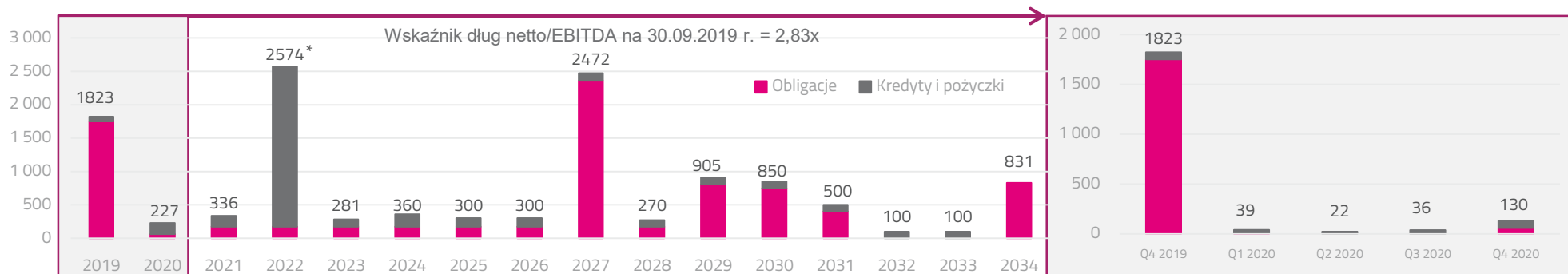


- Niższy wolumen sprzedanego węgla
- Wyższy o 117 zł/Mg jednostkowy mining cash cost* (wzrost z 224 do 341 zł/Mg)

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

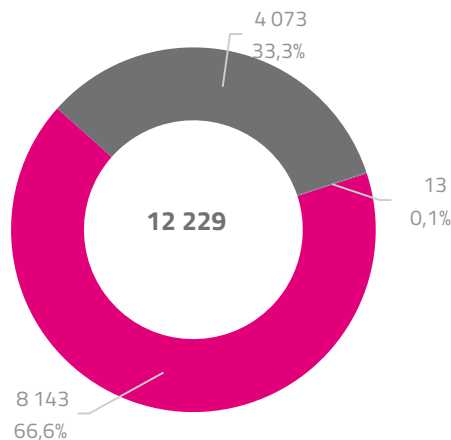
Zadłużenie i finansowanie

Zapadalność długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 30.09.2019 r. [mln zł]



Struktura długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 30.09.2019 r.

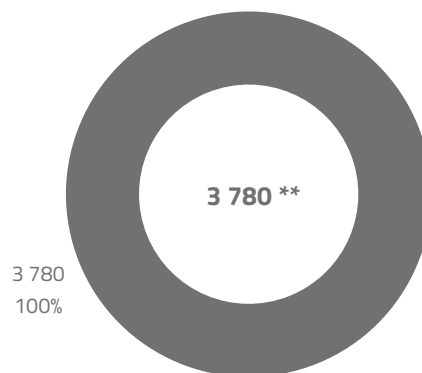
[mln zł]



■ Obligacje ■ Kredyty ■ Pożyczki z NFOŚiGW / WFOŚiGW

Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 30.09.2019 r.

[mln zł]



■ Kredyt bankowy

Struktura długu według stopy oprocentowania [mln zł]








| Kwota długu | Oprocentowanie | Zabezpieczenie oprocentowanie zmienne |
|-------------|----------------|---------------------------------------|
| 12 229 | Zmienne: 6 943 | IRS: 3 100 |
| | Stałe: 5 286 | Brak: 3 843 |

- Średnioważona zapadalność długu na 30.09.2019 r. wynosi 77 miesięcy (przy założeniu ciągnięcia kredytu bankowego do 2022 r.)
- Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 31% długu ogółem

* Z uwzględnieniem maksymalnego terminu zapadalności uruchomionych środków w ramach kredytu bankowego, tj. do 2022 r.

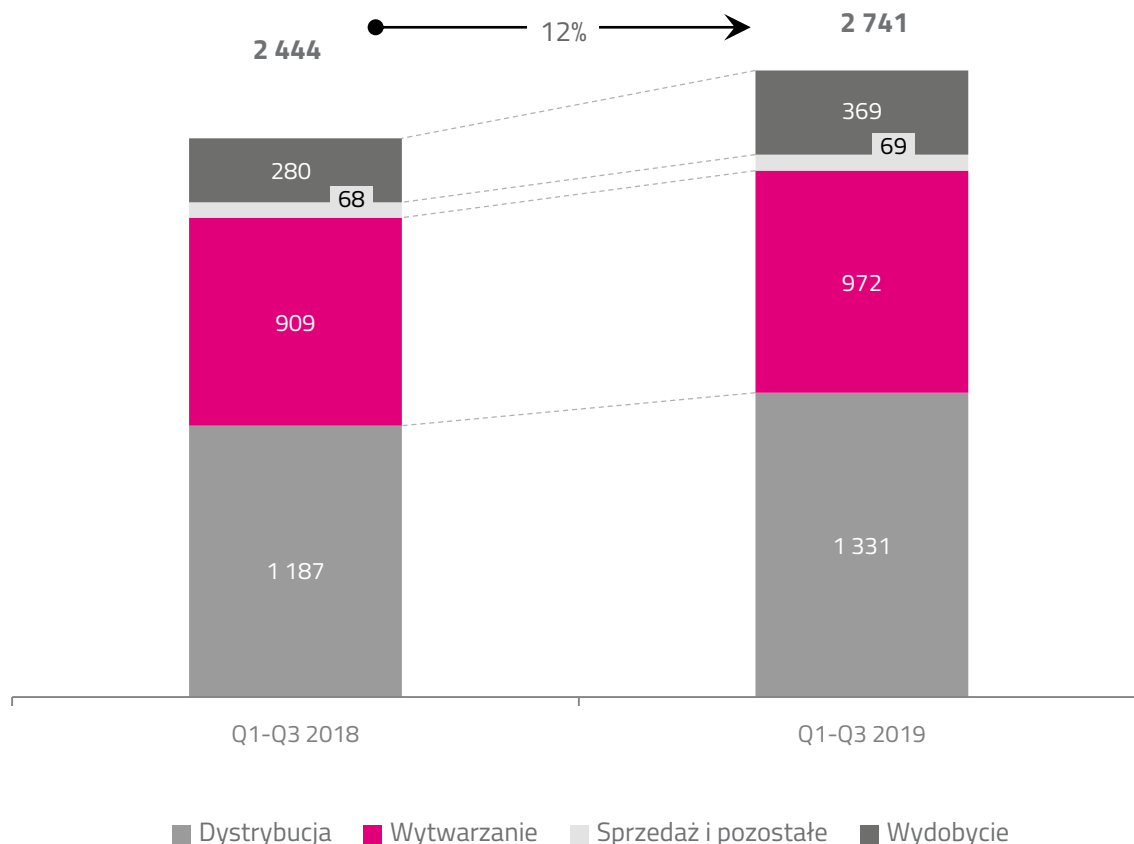
** Grupa TAURON korzysta również z kredytów w rachunku bieżącym o maksymalnych dostępnych limitach 300 mln zł oraz 45 mln euro

CAPEX – status prac przy kluczowych projektach

| Inwestycja | Moc (MW _e) | Moc (MW _t) | Zaawansowanie prac (proc.) | Planowany termin zakończenia |
|--|------------------------|------------------------|----------------------------|--|
| Budowa bloku energetycznego w Jaworznie | 910 | - | 96 |  2020 |
| Budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola | 450 | 240 | 86 |  2020 |
| Budowa poziomu 800 m w Zakładzie Górniczym Janina | - | - | 73 |  2021 |
| Budowa szybu Grzegorz w Zakładzie Górniczym Sobieski | - | - | 44 |  2023 |
| Program inwestycyjny w Zakładzie Górniczym Brzeszcze | - | - | 59 |  2025 |
| Ucieplnienie w Elektrowni Łagisza przez modernizację turbiny 460 MW, budowę stacji ciepłowniczej oraz kotłów szczytowo-rezerwowych | - | 150+144 | 65 |  2019 |
| Dostosowanie jednostek wytwórczych TAURON Wytwarzanie do konkluzji BAT | - | - | 9 |  2021 |

CAPEX – podział na segmenty

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



Główne inwestycje realizowane w I-III kw. 2019 r.:

Dystrybucja:

- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (754 mln zł)
- Budowa nowych przyłączy (487 mln zł)
- Nakłady na IT, budynki i budowle oraz środki transportu (72 mln zł)

Wytwarzanie:

- Budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (513 mln zł)
- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe (167 mln zł)
- Uciepłownienie Elektrowni Łagisza (74 mln zł)
- Odtworzenie stacji przygotowania wody zdemineralizowanej (12 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów (18 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (19 mln zł)

Wydobycie:

- Program inwestycyjny ZG Brzeszcze (61 mln zł)
- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (79 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (51 mln zł)
- Przygotowanie produkcji (143 mln zł)

Inwestycja kapitałowa:

- Nabycie farm wiatrowych o mocy 180 MW (601 mln zł)

*Nakłady łącznie z inwestycjami kapitałowymi, nie uwzględniając kosztów finansowych wyniosły: 2 344 mln zł w okresie Q1-Q3 2018 r. i 3 192 mln zł w okresie Q1-Q3 2019 r.

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 jakiegokolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związanej 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 Kliszc |
| Societe Generale | Bartłomiej Kubicki |
| Dom Maklerski Santander | Paweł Puchalski |
| Dom Maklerski PKO BP | Andrzej Rembelski |
| Dom Maklerski Banku Handlowego | Piotr Dzięciołowski |
| 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 | Krzystian Brymora |
| Trigon Dom Maklerski | Michał Kozak |

Trendy cenowe na rynku energii elektrycznej

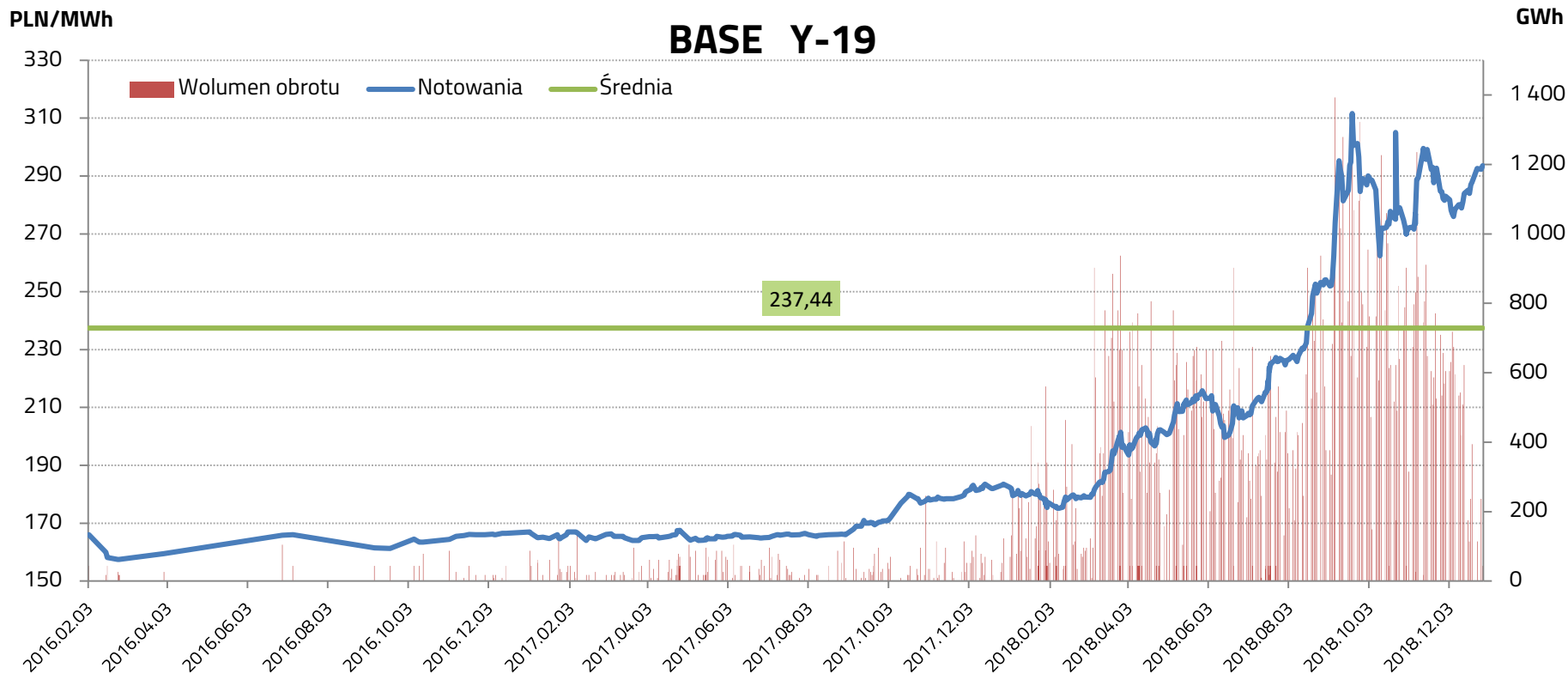
| Energia elektryczna | | | | | | |
|--------------------------|----------------|----------------|---|----------------|--------------|--------------|
| Platformy: TGE, TFS | 2018 r. | | 2019 r. (notowania do 24 października 2019 i estymacja) | | 2019/2018 | |
| | Cena (PLN/MWh) | Wolumen (GWh) | Cena (PLN/MWh) | Wolumen (GWh) | Cena % | Wolumen % |
| Forward BASE (Y+Q+M) | 182,85 | 103 370 | 242,00 | 168 051 | 32,3% | 62,6% |
| Forward PEAK (Y+Q+M) | 228,27 | 11 058 | 335,24 | 13 728 | 46,9% | 24,1% |
| Forward (średnia ważona) | 187,24 | 114 427 | 249,05 | 181 778 | 33,0% | 58,9% |
| SPOT (TGE) | 224,73 | 27 645 | 233,64 | 25 000 | 4,0% | -9,6% |
| Średnia ważona razem | 194,53 | 142 073 | 247,19 | 206 778 | 27,1% | 45,5% |

| Prawa majątkowe (PLN/MWh) | | | |
|------------------------------|---|----------------------------------|----------------|
| Rodzaj certyfikatu | Ceny rynkowe (średnia za trzy kwartały 2019 r.) | Opłata zastępcza i obowiązek za: | |
| | | 2018 r. | 2019 r. |
| OZE (PMOZE_A) | 127,88 | 48,53 (17,5%) | 129,78 (18,5%) |
| OZE z biogazowni (PMOZE_BIO) | 299,28 | 300,03 (0,5%) | 300,03 (0,5%) |

| Uprawnienia do emisji CO ₂ (EUR/t) | |
|--|--------------|
| Ankieta analityków rynku CO ₂ * (aktualizacja październik 2019 r.) | Cena (EUR/t) |
| Średnia w 2019 r. | 25,00 EUR/t |
| Średnia w 2020 r. | 33,40 EUR/t |
| Średnia w 2021 r. | 34,10 EUR/t |
| Prognozowana przez TAURON średnia cena w 2020 r. | 27-35 EUR/t |

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

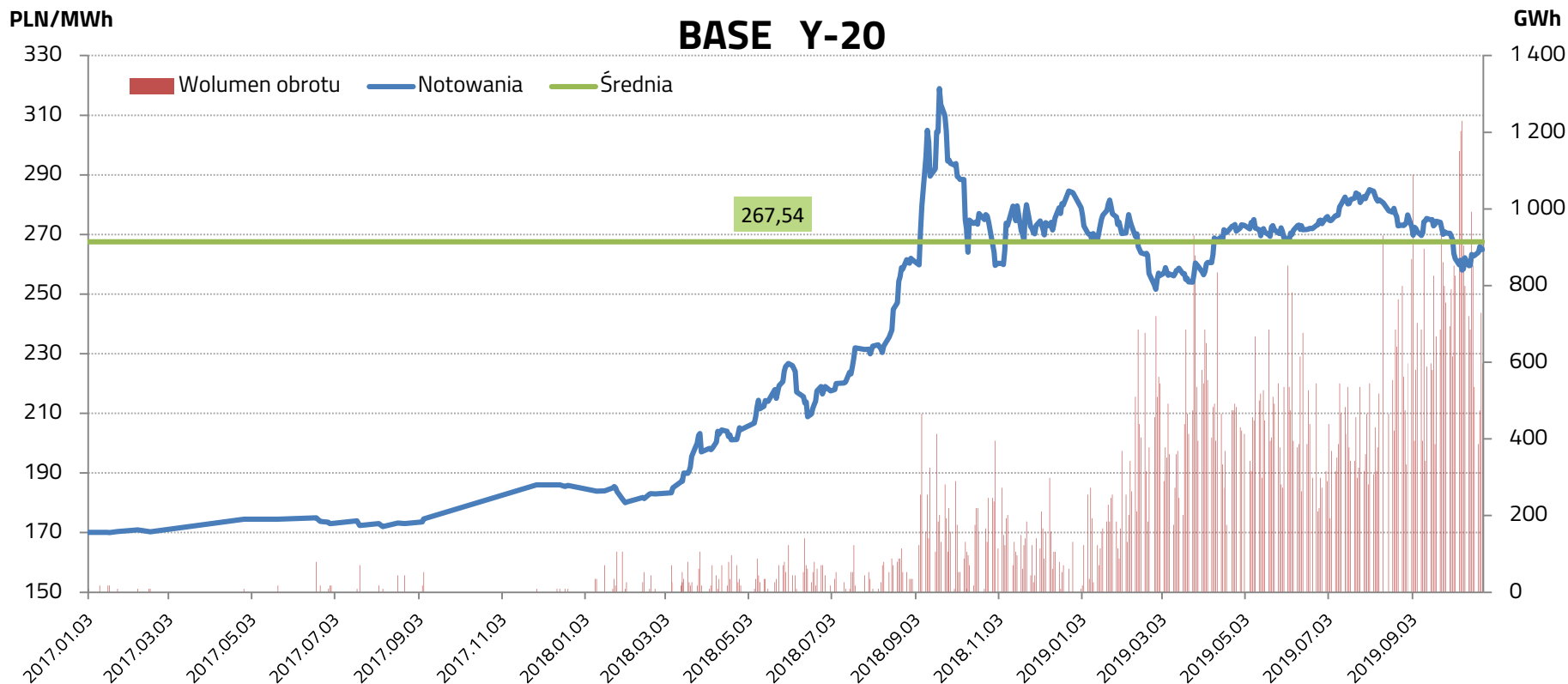
Notowania kontraktów BASE na 2019



| | | Średnia cena [PLN/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 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2019 r.: 143 508 GWh

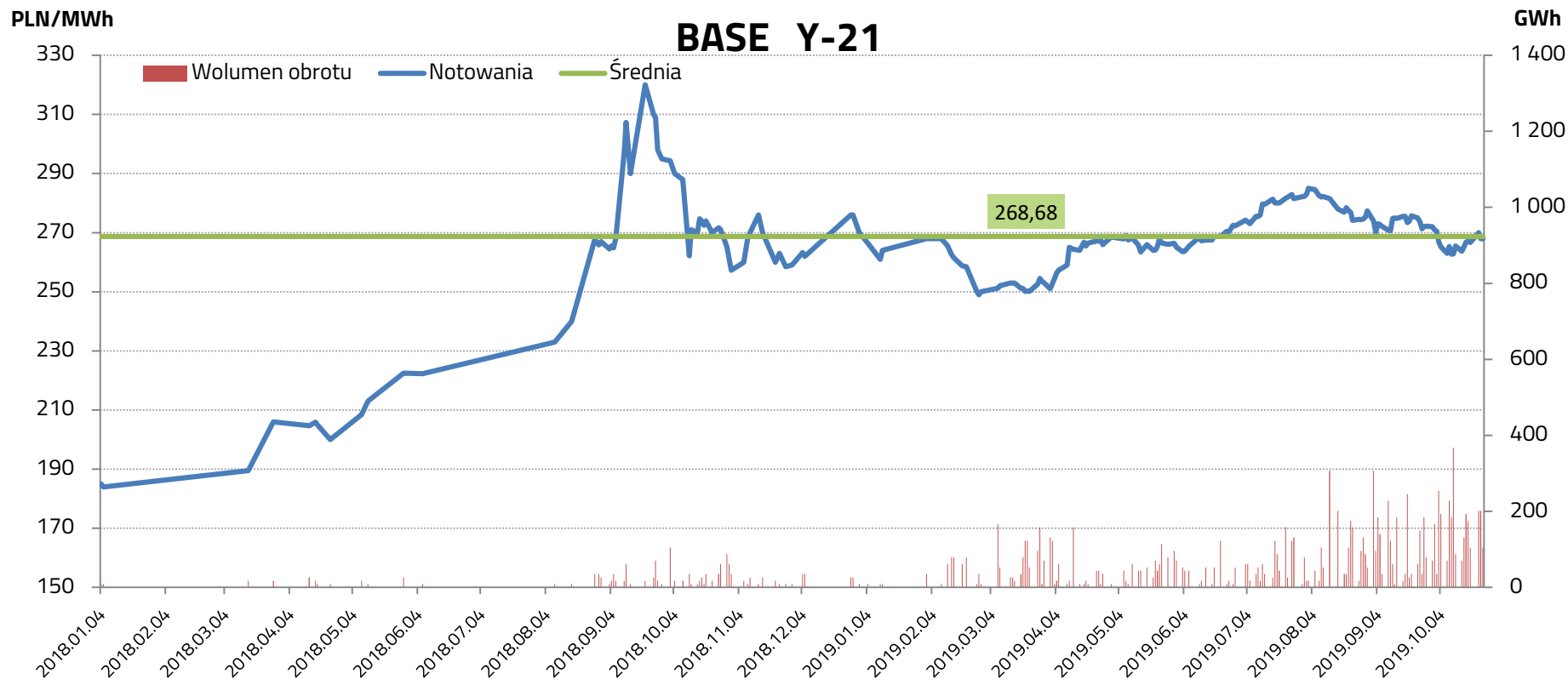
Notowania kontraktów BASE na 2020 r.



| | | Średnia cena [PLN/MWh] | Wolumen [GWh] |
|-------|----------|------------------------|---------------|
| Razem | | 267,54 | 112 549 |
| w tym | na TGE | 267,56 | 112 514 |
| | poza TGE | 208,19 | 35 |

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2020 r.: 274,22 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2020 r.: 125 696 GWh

Notowania kontraktów BASE na 2021 r.



| | | Średnia cena [PLN/MWh] | Wolumen [GWh] |
|-------|----------|------------------------|---------------|
| Razem | | 268,68 | 12 860 |
| w tym | na TGE | 268,68 | 12 860 |
| | poza TGE | | 0 |

Średnia cena energii elektrycznej uwzględniająca kontrakty roczne BASE i PEAK na 2021 r.: 275,37 PLN/MWh, łączny wolumen BASE i PEAK na 2021 r.: 14 593 GWh

Dziękujemy za uwagę