

# Wyniki finansowe Grupy Energa za 12 miesięcy 2019 roku oraz szacunkowe wybrane dane za I kw. 2020 roku



**@EnergaSA**

**#Energa4Q19**

29 maja 2020 roku



# Grupa Energa w IV kw. 2019 roku i całym 2019 roku

## Wzrost EBITDA i produkcji energii z OZE

### Wyniki Grupy Energa

(2019 vs. 2018) (IV kw. '19 vs. IV kw. '18)

EBITDA	+9%	+2%
	+3% <sup>1</sup>	-11% <sup>1</sup>
Wynik netto	<-100%	<-100%
	-43% <sup>2</sup>	<-100% <sup>2</sup>
Produkcja energii elektrycznej	-8%	-23%
	+15% w tym OZE	+33% w tym OZE
Dystrybucja energii elektrycznej	-2%	0%

### Uwarunkowania rynkowe

(2019 vs. 2018) (IV kw. '19 vs. IV kw. '18)

Ceny węgla kamiennego <sup>3</sup>	+10%	+8%
Ceny zielonych certyfikatów <sup>3</sup>	+33%	-3%
Ceny uprawnień do emisji <sup>3</sup>	+59%	+25%
Ceny energii SPOT <sup>3</sup>	+3%	-14%
Produkcja krajowa ee	-4%	-7%
Krajowe zużycie ee	-1%	-2%

<sup>1</sup> Dane skorygowane o zdarzenia jednorazowe

<sup>2</sup> Dane skorygowane o odpisy aktualizujące

<sup>3</sup> Średnie ceny w okresie

Źródło: Polski Rynek Węgla, Towarowa Giełda Energii

# Linia Biznesowa Dystrybucja

## Znacząca poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI



W 2019 roku dokonano zgłoszenia blisko 18 tys. szt. mikroinstalacji o łącznej mocy ponad 122 MW. Na koniec 2019 roku wolumen mikroinstalacji przyłączony do sieci wyniósł ponad 28 tys. szt. o łącznej mocy ponad 195 MW, co oznacza wzrost odpowiednio o 284% i 276% r/r (w samym IV kw. 2019 roku przyłączono do sieci 7,3 tys. szt. mikroinstalacji OZE o łącznej mocy 47,35 MW).



Znacząca poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI r/r, odpowiednio: 127 min. na odbiorcę (o 16% r/r) i 2,02 przerwy na odbiorcę (o 6% r/r) i tym samym ugruntowanie pozycji lidera w obszarze niezawodności zasilania przez Energa Operator.



Nakłady inwestycyjne w kwocie 1 334 mln zł (tj. -2,5% r/r); wzrost nakładów na rozwój sieci WN oraz na przyłączenie nowych odbiorców.



Budowa ponad dwukrotnie więcej sieci kablowej w ramach inwestycji realizowanych na terenach leśnych i zadrzewionych, tj. 127,8 km, wzrost o 227% r/r.



W 2019 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej wyniósł 22 155 GWh i był nieznacznie niższy rok do roku (tj. -1,7%); wzrost wolumenu w taryfie G o 54,5 GWh, tj. +1,0% r/r.

# Linia Biznesowa Wytwarzanie

## Największy udział produkcji z OZE wśród spółek energetycznych



- ✓ Największy udział produkcji z OZE w miksie wytwórczym wśród spółek energetycznych w Polsce - 38% w 2019 roku.
- ✓ Farma Wiatrowa Przykona (31 MW) – planowany termin oddania inwestycji do użytkowania to II kw. 2020 roku.



- ✓ Przygotowania do realizacji jednego z największych projektów PV w Polsce - farmy fotowoltaicznej PV GRYF w gminie Przykona - projekt uzyskał pozwolenie na budowę.
- ✓ Złożenie wniosku o wsparcie na wdrożenie pierwszej inwestycji – paneli fotowoltaicznych na wodzie w ramach programu NFOŚiGW „Wsparcie dla Innowacji sprzyjających zasobooszczędnej i niskoemisyjnej gospodarce”.



Złożenie 3 wniosków o pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp dla morskich farm wiatrowych. Rozpoczęcie prac nad projektem badawczo rozwojowym związanym z opracowaniem demonstratora 12 MW turbiny (projekt po konsultacji z MON i MGMiŻŚ).



Zakończenie modernizacji części elektroenergetycznej EW Gałęźnia Mała o mocy 4,25 MW we wrześniu 2019 roku. Wartość inwestycji to 4,5 mln zł. Celem modernizacji było usprawnienie eksploatacji, poprawa efektywności produkcji oraz możliwość zwiększenia wolumenu czystej ekologicznie energii produkowanej w Grupie Energa.



Kontynuacja budowy instalacji odsiarczania spalin IOS II w Elektrowni Ostrołęka „B”. Prace przebiegają zgodnie z harmonogramem.

# Linia Biznesowa Sprzedaż

## Dalszy rozwój oferty produktowej



Liczba PPE<sup>1</sup> na koniec 2019 roku w Linii Biznesowej Sprzedaż przekroczyła rekordowy poziom 3,08 mln, co oznacza wzrost o 25 tys. w ciągu roku.



Podpisanie ponad 650 umów na realizację usług z nowego portfolio produktowego produktów okołenergetycznych dedykowanych dla klientów biznesowych.

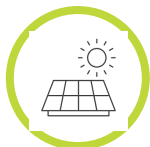


Nawiązanie współpracy ze strategicznymi partnerami biznesowymi przekładającej się na wysokiej jakości usługi oferowane przez Energa Obrót.



Kolejny rok ze wzrostem sprzedaży ofert z produktami dodatkowymi i usługami:

- o około 14% r/r w przypadku klientów indywidualnych,
- o około 27% r/r w segmencie klientów SOHO.



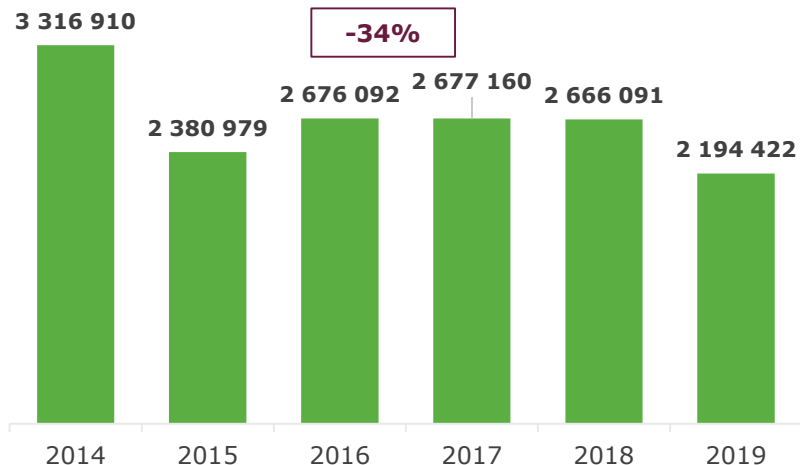
Sprzedaż paneli fotowoltaicznych o łącznej mocy zainstalowanej ok. 1,3 MW do własnej bazy klientów.

1- PPE – Punkt Poboru Energii

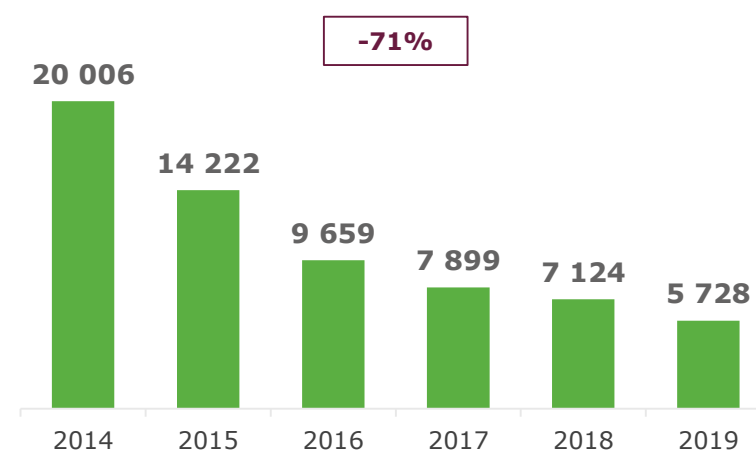
# Dbłość o środowisko

Ciągle zmniejszanie negatywnego oddziaływania na środowisko

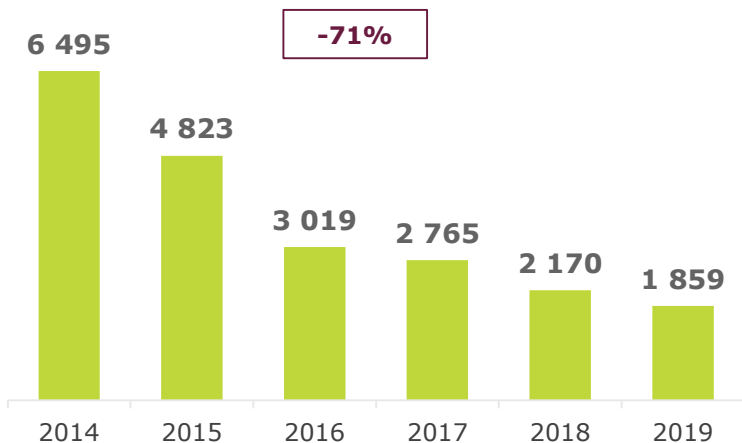
### Emisja gazów cieplarnianych (Mg CO<sub>2</sub>)



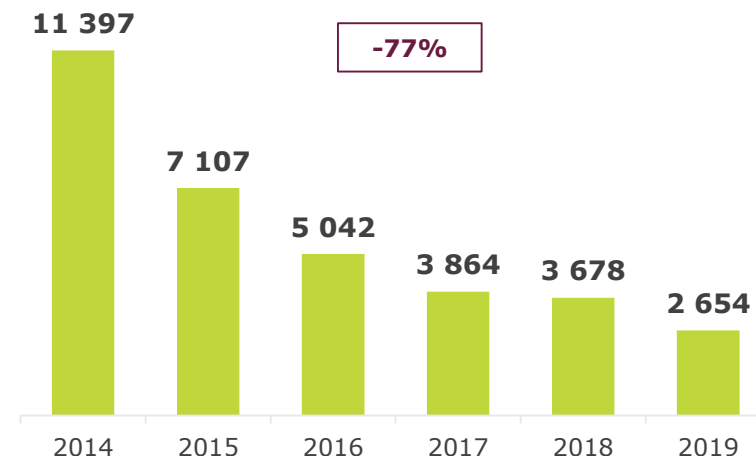
### Emisje NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> i innych emisji (Mg)



### Emisja NO<sub>x</sub> (Mg)

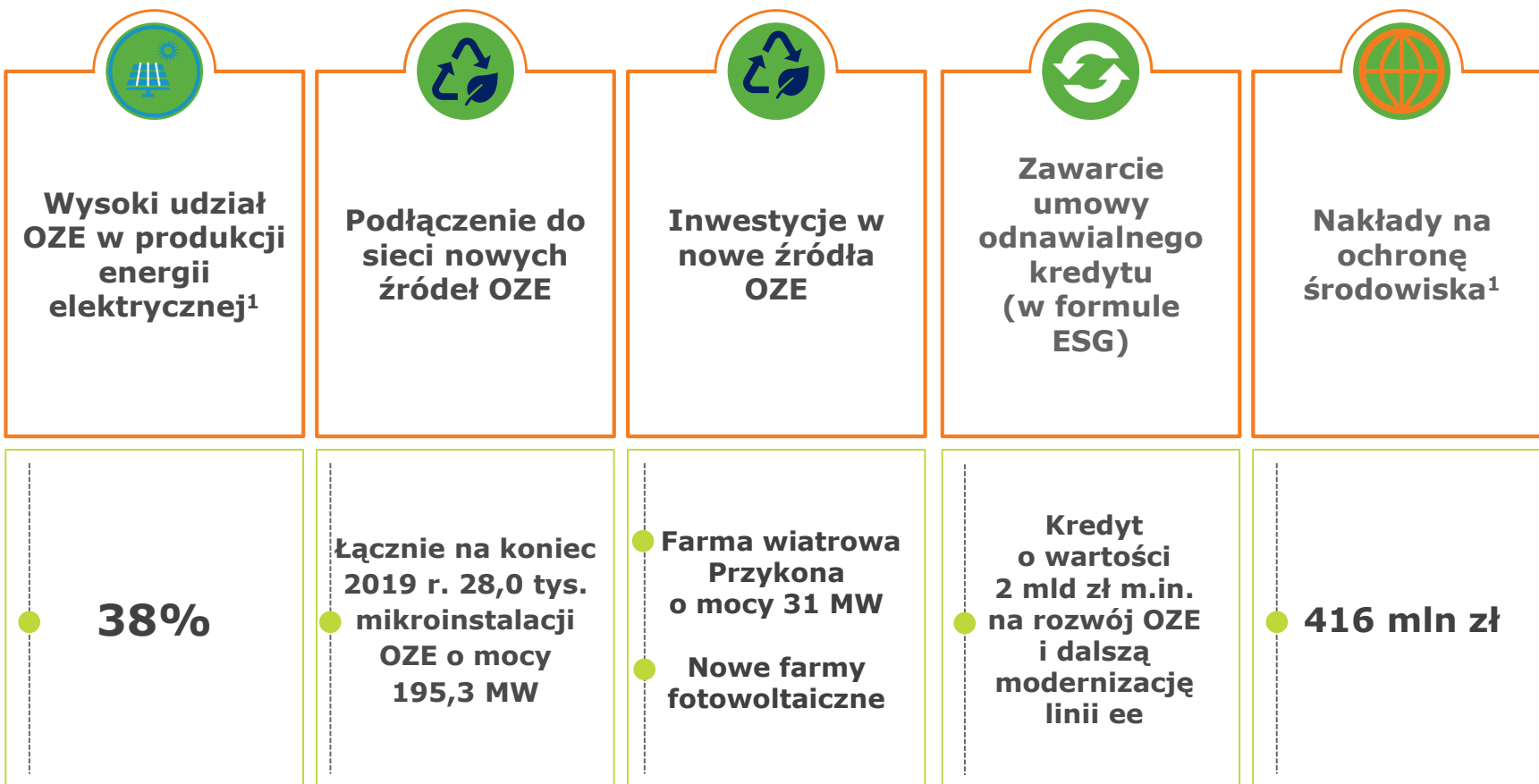


### Emisja SO<sub>x</sub> (Mg)



# Ochrona środowiska i odpowiedzialność społeczna

## Rozwój z poszanowaniem środowiska



<sup>1</sup> Dane za 2019 r.

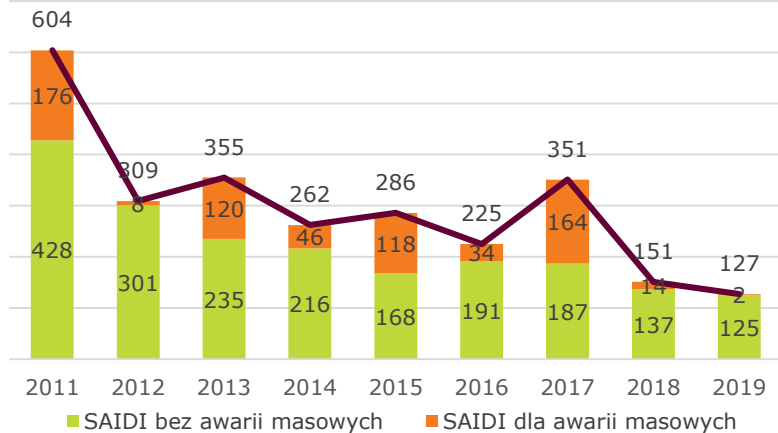
# Projekt SMART Grid

## Ciągła poprawa wskaźników niezawodności

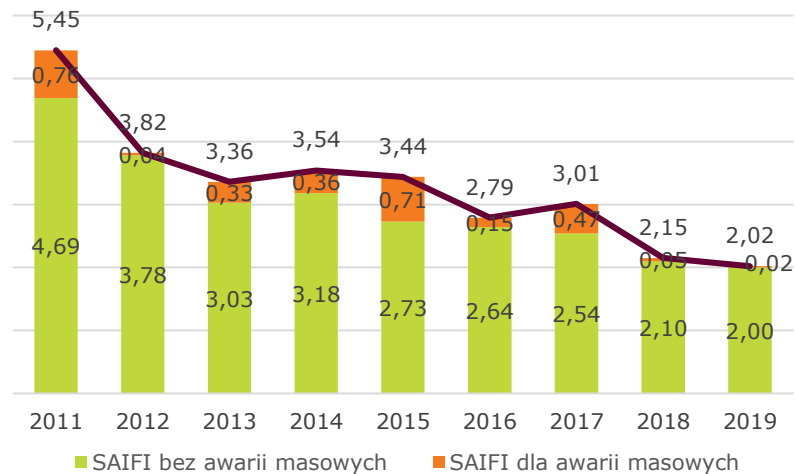


2011-2019

### SAIDI WN\*



### SAIFI WN\*



2020-2022

\* Łącznie z awariami masowymi



Projekt, współfinansowany z UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko ma na celu zapewnienie stabilności i elastyczności systemu dystrybucyjnego poprzez wdrożenie rozwiązań inteligentnej sieci energetycznej.

- ✓ Trwa zakup i montaż 1180 rozłączników napowietrznych na liniach SN, 1148 rozdzielnic wewnętrznych wraz z zestawami telesterowania oraz ponad 2 tys. modemów telekomunikacyjnych TETRA.
- ✓ W ramach projektu zostanie rozwinięty system sterowania ruchem sieci elektroenergetycznej SCADA o moduł lokalizacji awarii, co spowoduje skrócenie czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej.
- ✓ Elementem projektu jest budowa magazynu energii, którego zadaniem będzie stabilizacja pracy systemu dystrybucyjnego farmy fotowoltaicznej o mocy 4 MW w Czernikowie.

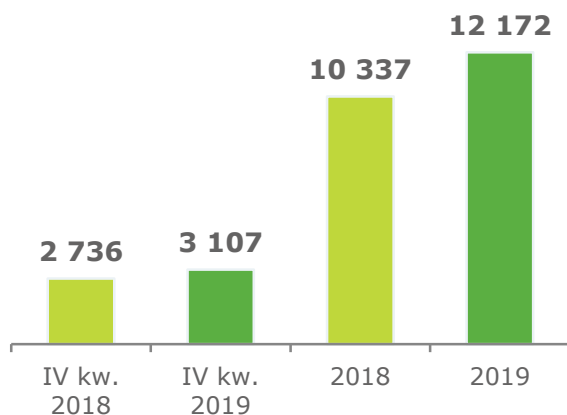


# Grupa Energa w 2019 roku

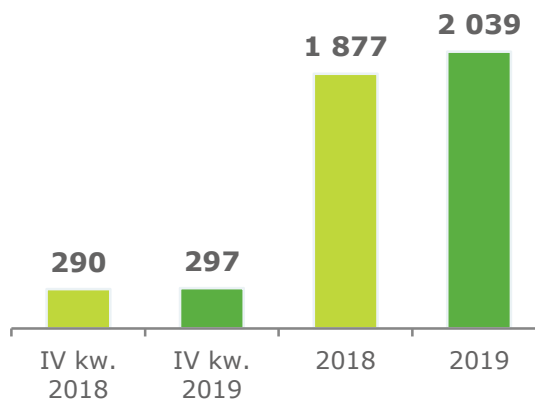
## Podsumowanie wyników finansowych

- Przychody wyższe o 18% r/r głównie w efekcie wzrostu cen energii na rynku, co znalazło odzwierciedlenie w przychodach Linii Biznesowych Sprzedaż oraz Wytwarzanie.
- Wzrost EBITDA o 9% r/r (o 3% skorygowanej EBITDA po uwzględnieniu zdarzeń jednorazowych).
- Wyniki Grupy za 2019 rok uwzględniają wpływ Ustawy „o cenach energii w 2019 roku”.
- Obniżenie wyniku netto na skutek utraty wartości odzyskiwalnej posiadanych rzeczowych aktywów trwałych i posiadanych udziałów.

### Przychody (mln zł)

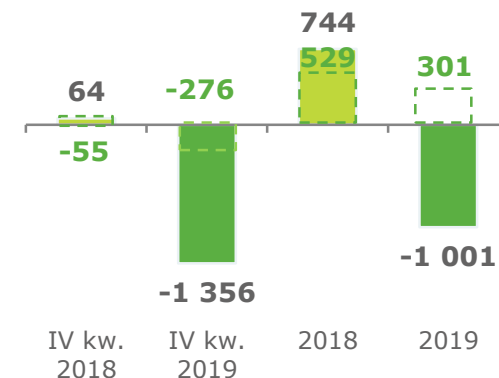


### EBITDA (mln zł)



### Wynik netto (mln zł)

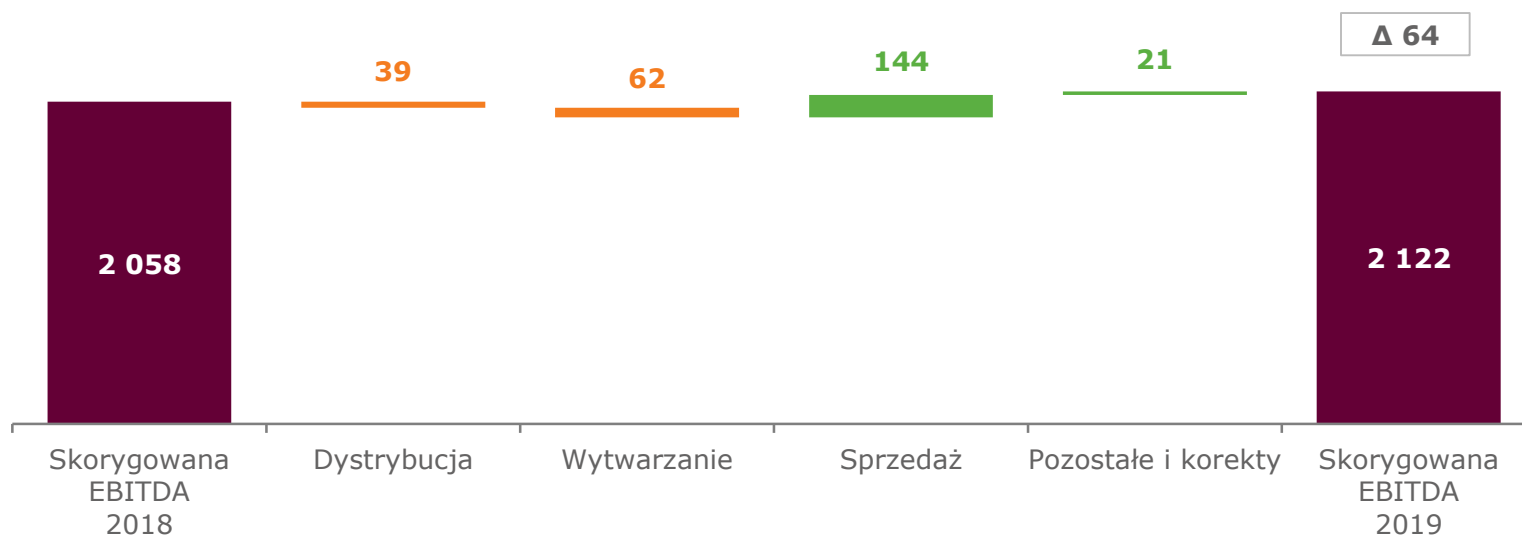
  - Wynik netto przed odpisami\*



\* W 2019 roku uwzględnia przeszacowanie inwestycji w Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o. do zera oraz PGG do poziomu 199 mln zł oraz odpisy na majątku trwałym Grupy

# Skorygowana EBITDA Grupy Energa

## Skorygowana EBITDA Bridge za 2019 rok (mln zł)



### Korekty w 2019 roku:

- Rezerwy aktuarialne 46 mln zł (wpływ na wszystkie Linie Biznesowe).
- Sprawy sporne z farmami wiatrowymi 48 mln zł (Sprzedaż).
- Rezerwa na umowy rodzące obciążenia -11 mln zł (Sprzedaż).

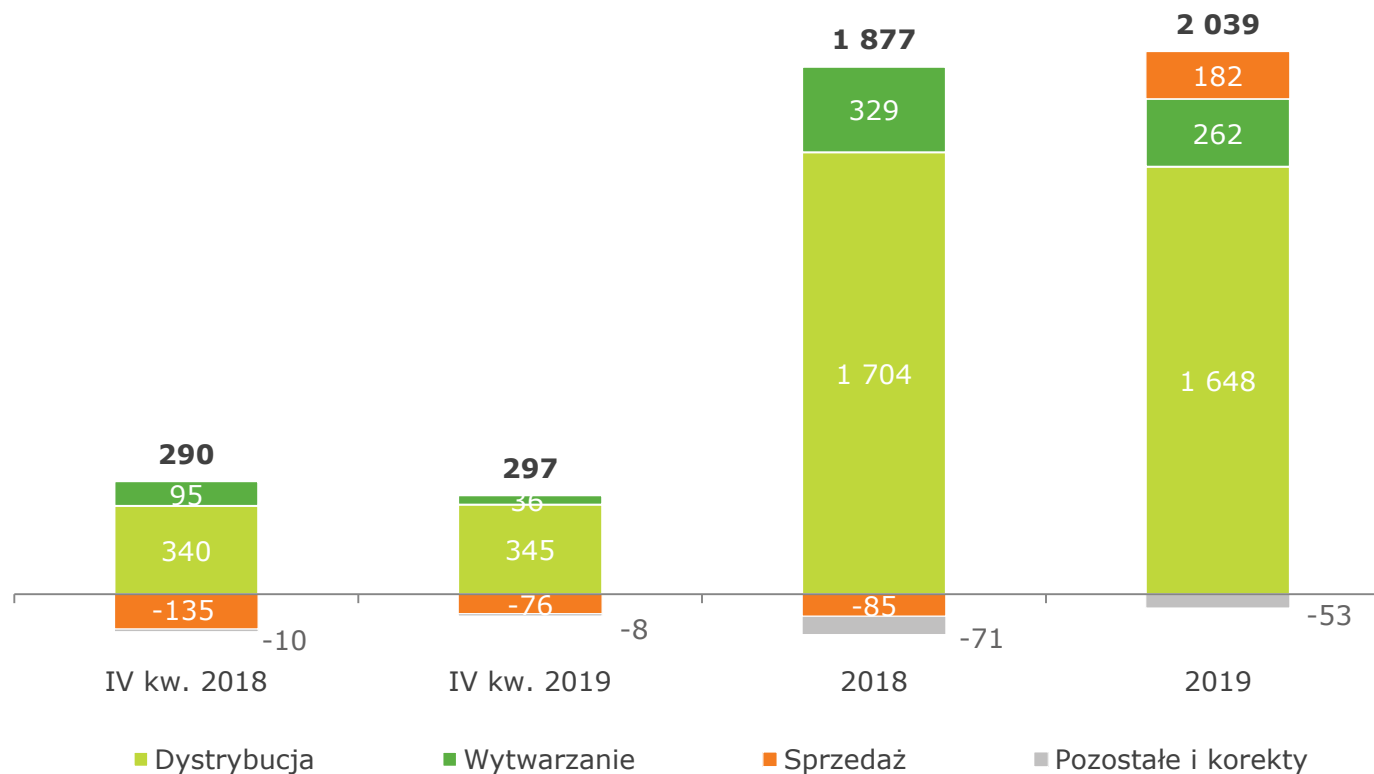
### Korekty w 2018 roku:

- Rezerwy aktuarialne 19 mln zł (wpływ na wszystkie Linie Biznesowe).
- Rezerwa na umowy rodzące obciążenia 136 mln zł (Sprzedaż).
- CPA - zasądzone kary 26 mln zł (Sprzedaż).

# Struktura EBITDA Grupy Energa

Wiodący udział Dystrybucji

## EBITDA w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)



# Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja

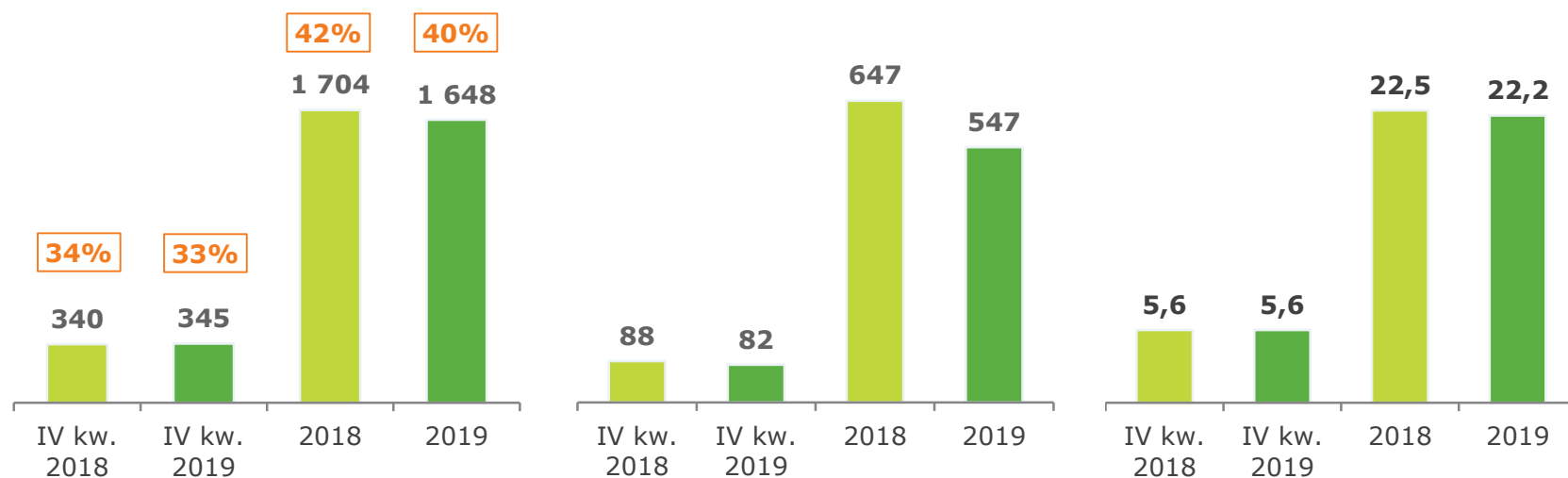
Nieznacznie niższy wolumen dystrybucji ee w 2019 roku

## EBITDA (mln zł)

## Wynik netto (mln zł)

## Dystrybucja ee (TWh)

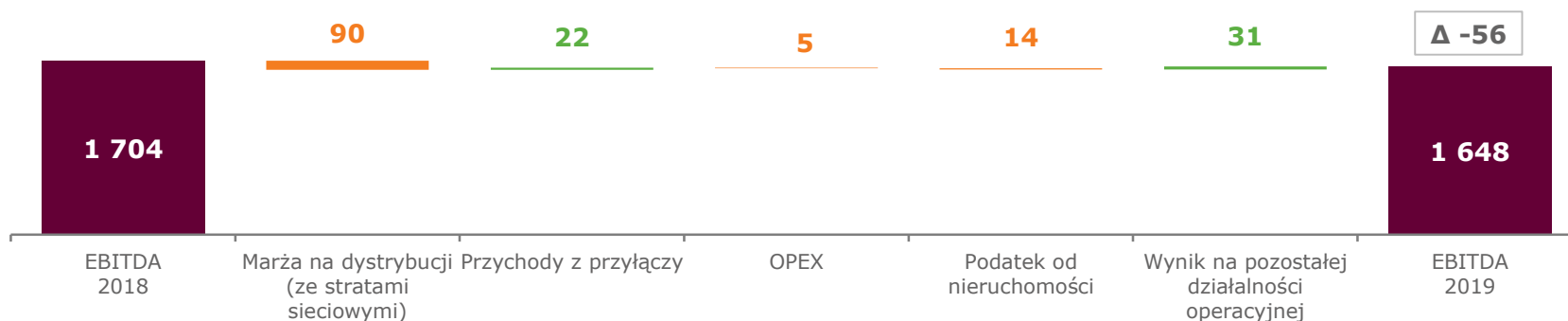
□ Marża EBITDA



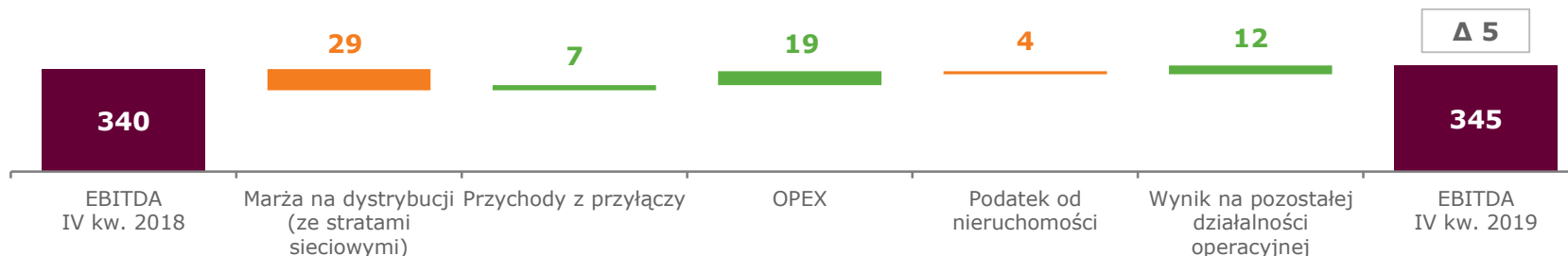
# EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja

Wysoka baza w poprzednim roku

## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja za 2019 rok (mln zł)



## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja za IV kw. 2019 roku (mln zł)



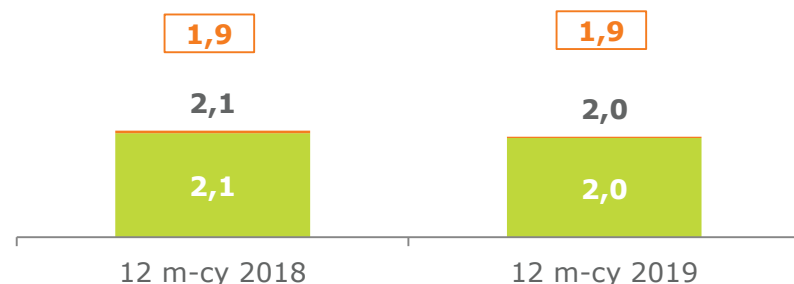
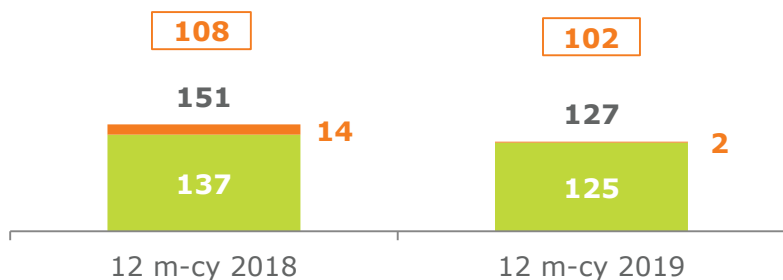
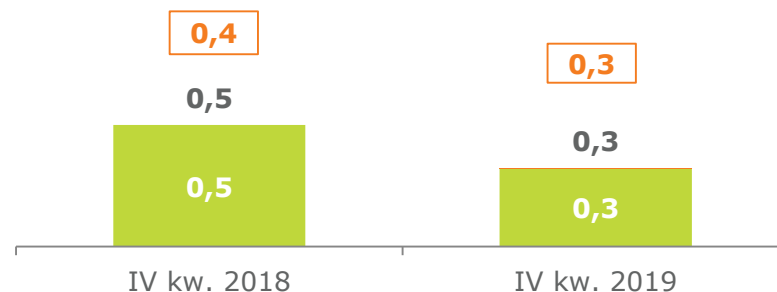
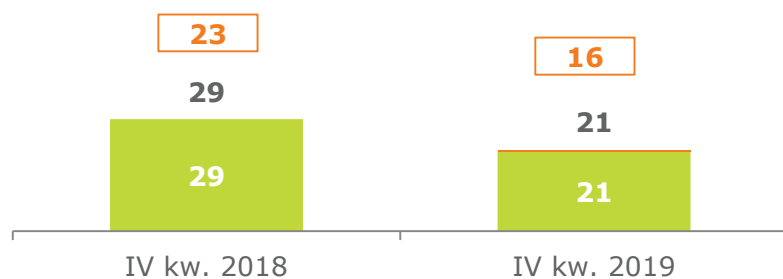
- Niższa marża na dystrybucji w IV kwartale i całym 2019 roku to efekt wzrostu kosztów strat sieciowych, ze względu na wysoki wzrost cen rynkowych energii elektrycznej r/r niepokrytych w pełni przez URE w przychodzie regulowanym.
- W 2018 roku korzystnie na marżę wpłynęła zmiana metody szacowania sprzedaży niezafakturowanej w związku z przejściem na raporty z nowego systemu bilingowego.
- Niższa marża na dystrybucji w 2019 roku to również efekt wprowadzenia nowej taryfy na 2019 rok dopiero w kwietniu 2019 roku.
- Koszty OPEX w IV kwartale 2019 roku były niższe r/r w związku z zastosowaniem MSSF 16 do opłat za posadowienie urządzeń w pasie drogowym.

# Wskaźniki niezawodności

## Poprawa SAIDI i SAIFI w ujęciu kwartalnym oraz rocznym

**SAIDI** (liczba min./odb.)

**SAIFI** (liczba zakłóceń/odb.)



■ awarie masowe ■ bez awarii masowych

□ - SAIDI/SAIFI bez awarii masowych - WN i SN

# Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż

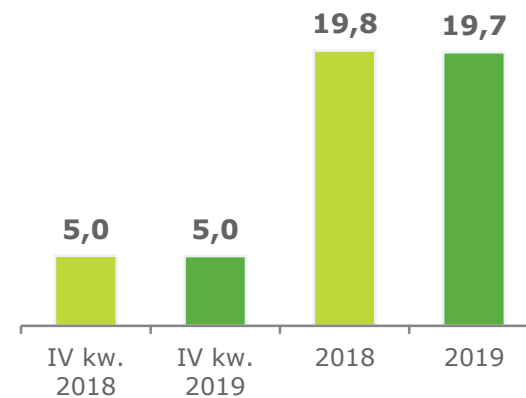
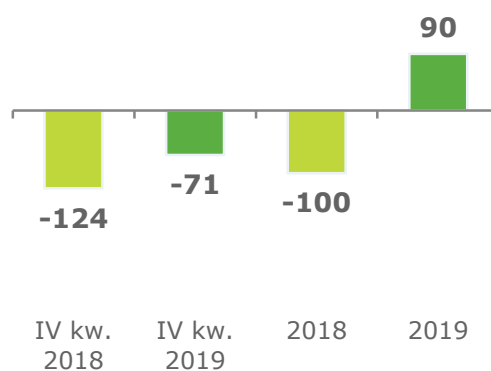
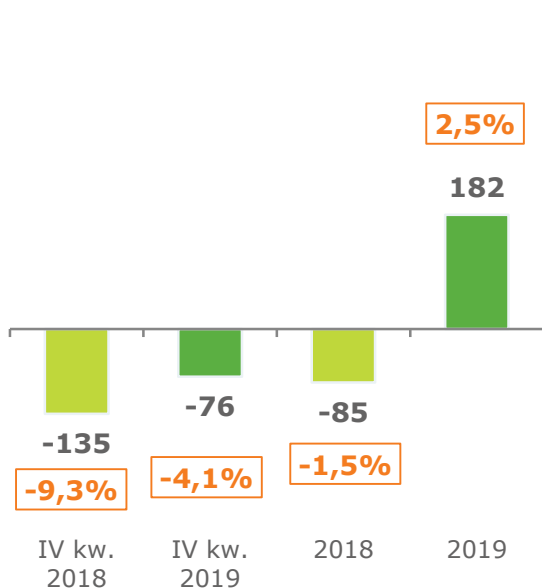
Niska baza roku poprzedniego oraz niższe koszty zmienne

## EBITDA (mln zł)

## Wynik netto (mln zł)

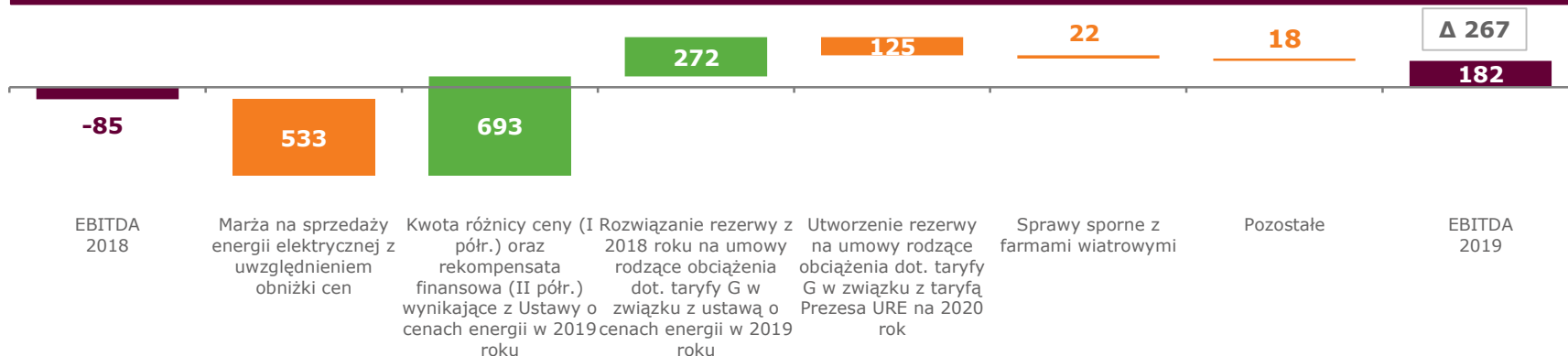
## Sprzedaż detaliczna ee (TWh)

□ - Marża EBITDA

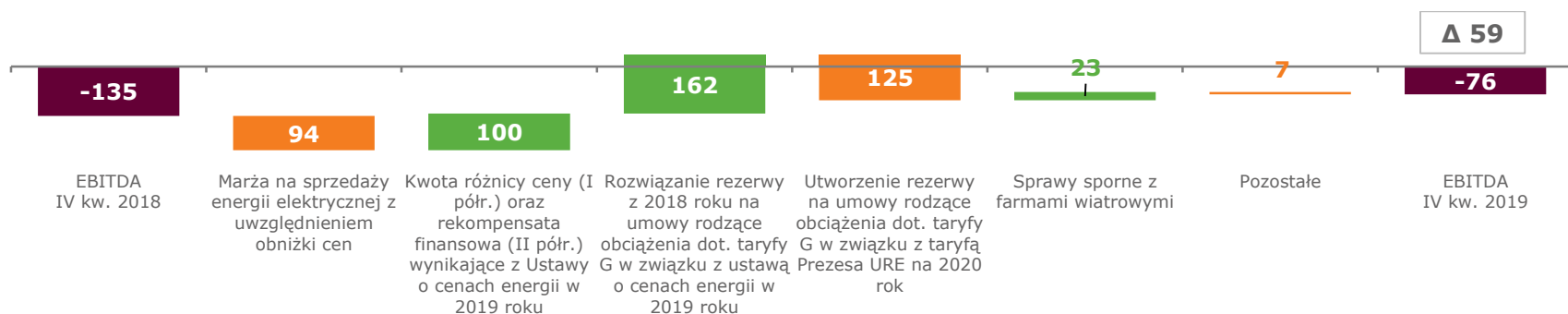


# EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż

## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż za 2019 rok (mln zł)



## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż za IV kw. 2019 roku (mln zł)



- Rozpoznanie efektów Ustawy „o cenach energii w 2019 roku” – przychody z tyt. kwoty różnicy ceny za I półr. oraz przychody z tyt. rekompensaty finansowej za II półr. 2019 roku w łącznej kwocie 693 mln zł, które zneutralizowały negatywny efekt sprzedaży energii do odbiorców końcowych po obniżonych cenach.
- Niższe koszty umorzenia praw majątkowych oraz akcyzy.
- Utworzenie rezerwy na umowy rodzące obciążenia dot. taryfy G w związku z taryfą Prezesa URE na 2020 rok oraz rezerwy na sprawy sporne w przedmiocie ważności długoterminowych umów na zakup praw majątkowych OZE (umowy CPA).

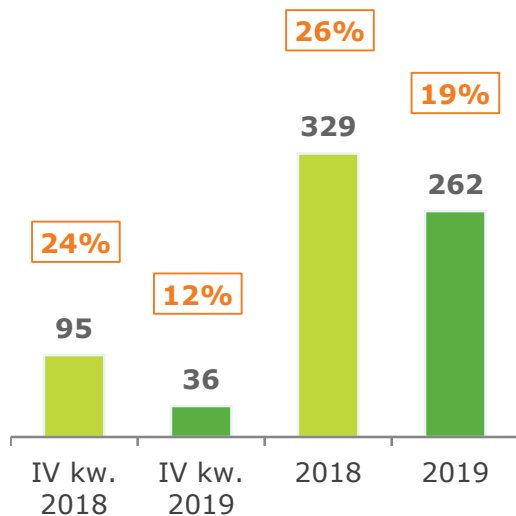


# Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie

## Wyniki Linii pod presją odpisów

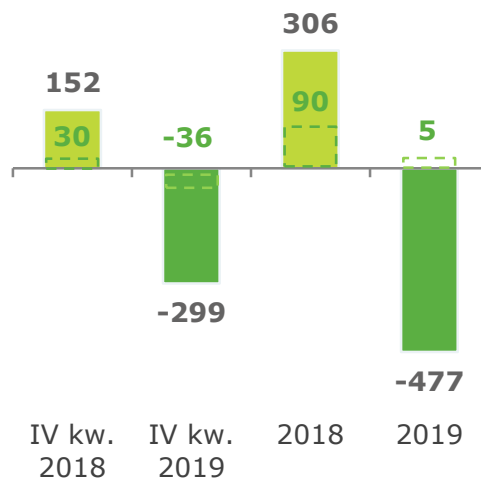
### EBITDA (mln zł)

□ - Marża EBITDA



### Wynik netto (mln zł)

□ - Wynik netto przed odpisami

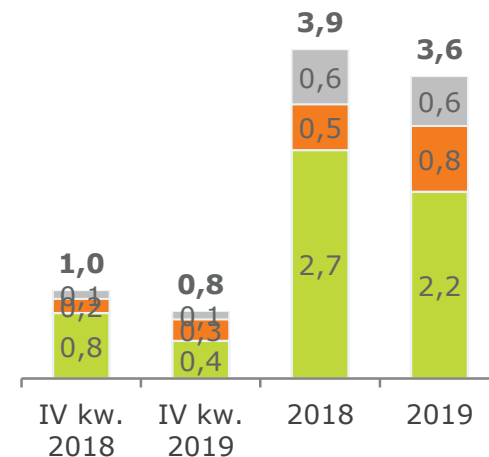


### Produkcja ee brutto (TWh)

■ OZE bez wsparcia

■ OZE ze wsparciem

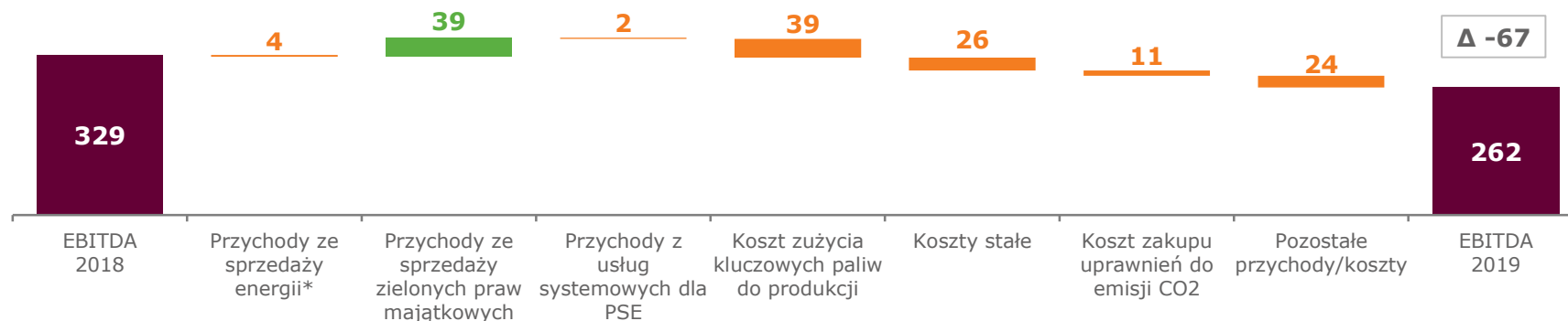
■ Produkcja energii konwencjonalnej



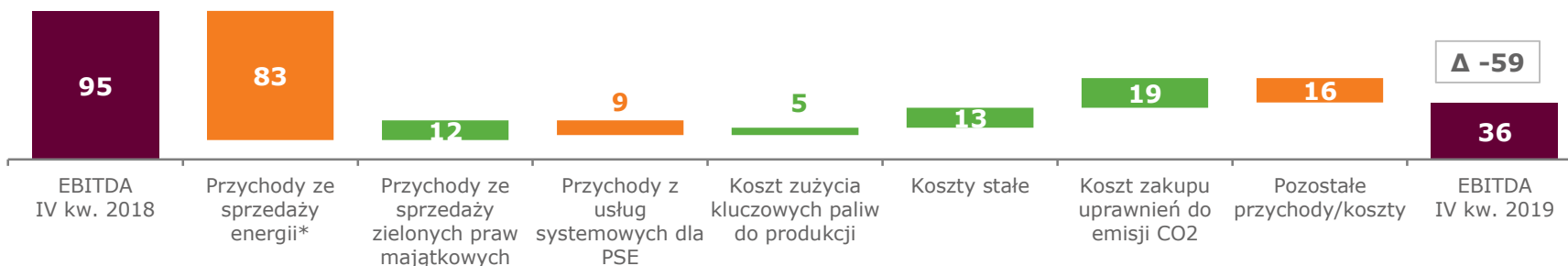
# EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie

Obszar OZE głównym nośnikiem pozytywnego wyniku

## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie za 2019 rok (mln zł)



## EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie za IV kw. 2019 roku (mln zł)



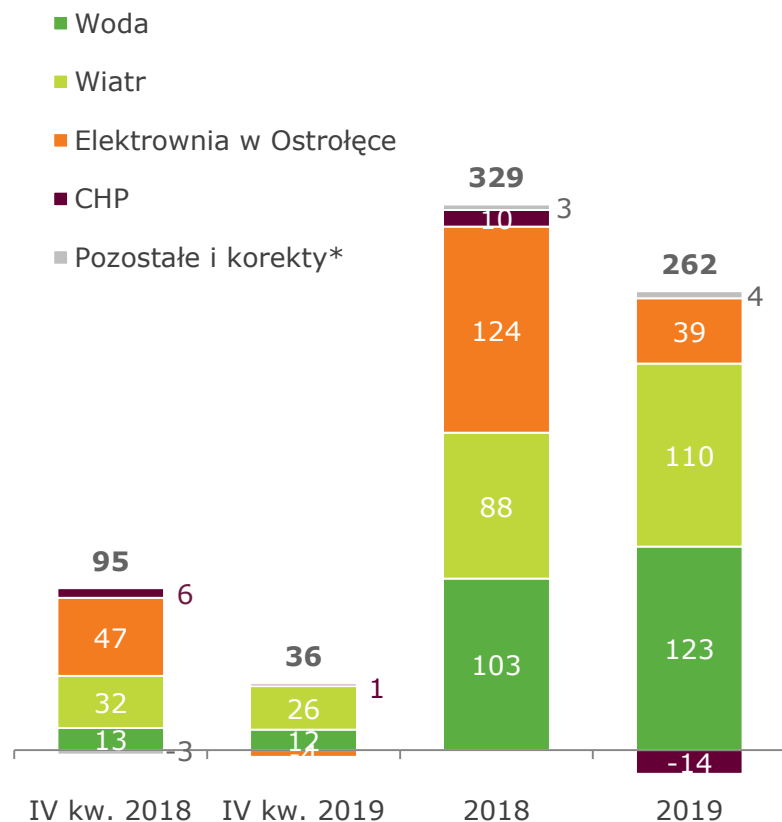
\*uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

- Wyższa produkcja energii OZE.
- Niższy wolumen produkcji energii w elektrowni w Ostrołęce.
- Wzrost kosztu jednostkowego węgla, biomasy i uprawnień do emisji.
- Wyższe koszty stałe w ujęciu rocznym.

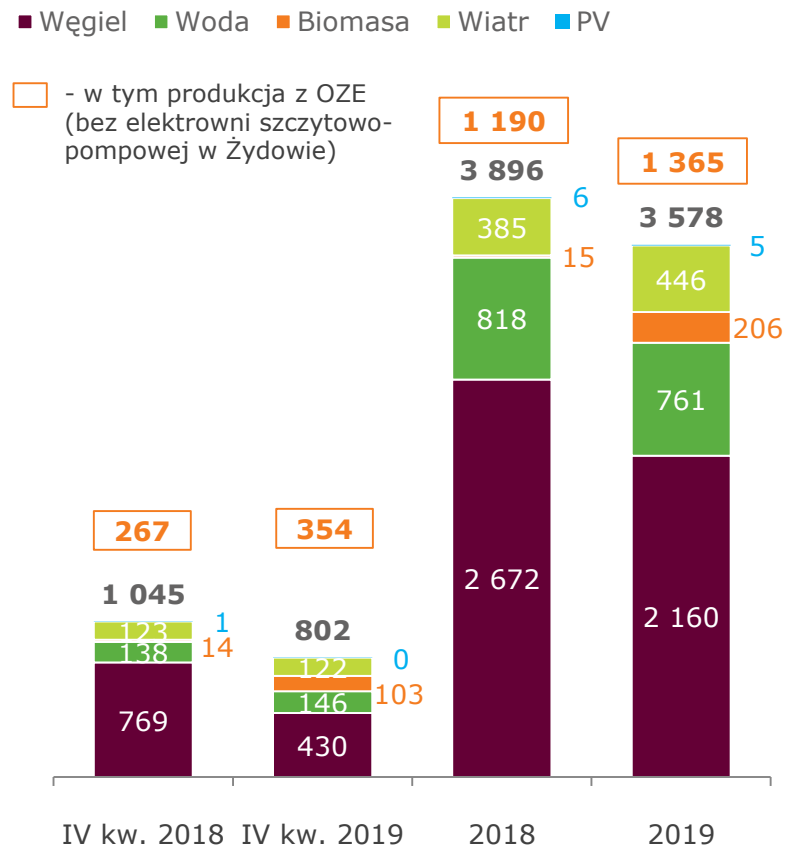
# Produkcja według głównych typów źródeł

## Dalszy wzrost produkcji z OZE

### EBITDA w podziale na obszary wytwarzania (mln zł)



### Produkcja brutto ee według paliw (GWh)



\* w kategorii pozostałe i korekty ujęto spółkę świadcząca usługi na rzecz Linii Biznesowej Wytwarzanie, a także eliminacje transakcji wzajemnych pomiędzy obszarami wytwarzania

# Nakłady inwestycyjne

Łączne nakłady inwestycyjne Grupy Energa w IV kw. 2019 roku wyniosły **466 mln zł**.

## Kluczowe inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja w IV kw. 2019 roku:

- 1. 146 mln zł** - rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców
- 2. 49 mln zł** - nakłady na rozbudowę sieci związaną z przepływami w sieci WN i przyłączaniem źródeł ee
- 3. 118 mln zł** - modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw
- 4. 2 mln zł** - pozostałe nakłady na innowacyjne technologie i rozwiązania sieciowe (Smart Grid)

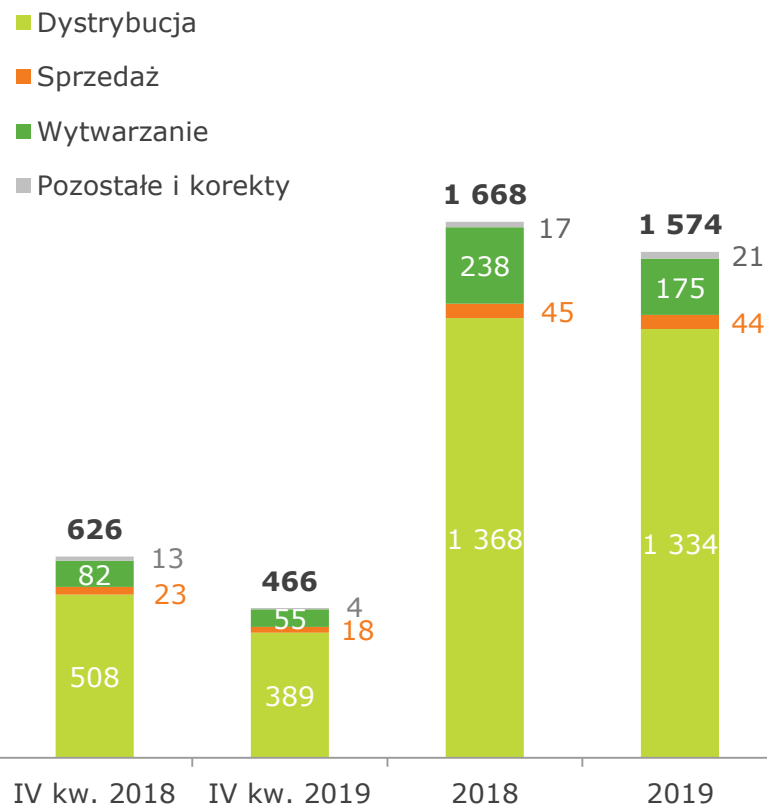
w wyniku których:

- a. przyłączono 17 tys. nowych odbiorców**
- b. wybudowano i zmodernizowano 1 166 km linii** wysokiego, średniego i niskiego napięcia
- c. przyłączono do sieci 85 MW nowych źródeł OZE**

## Kluczowe inwestycje w Linii Biznesowej Wytwarzanie:

- 1. 30 mln zł** - budowa IOS II w El. Ostrołęka B

mln zł

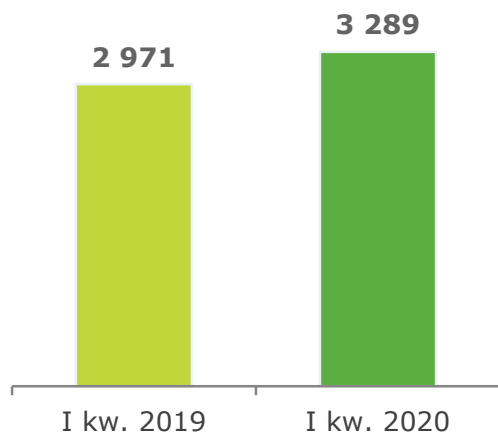


# Grupa Energa w I kwartale 2020 roku

## Podsumowanie szacunkowych wyników finansowych

- Przychody Grupy wyższe o 11% r/r w wyniku wzrostu przychodów Linii Biznesowej Sprzedaż. Jest to efekt wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, co było spowodowane brakiem ujęcia rekompensat w I kw. 2019 roku (efekt niskiej bazy), a także wzrostem jednostkowego kosztu zakupu energii elektrycznej i praw majątkowych w ujęciu r/r.
- Wzrost EBITDA o 3% r/r.
- Wyniki Grupy za I kw. 2020 roku uwzględniają wpływ COVID-19. Łączny wpływ na EBITDA Grupy oszacowano na poziomie ok. 27 mln zł.

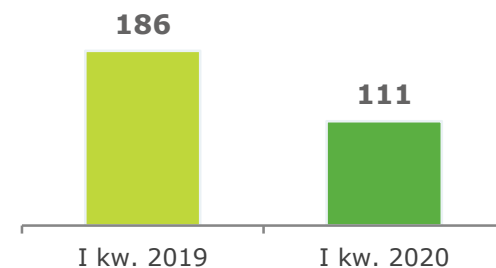
### Przychody (mln zł)



### EBITDA (mln zł)



### Wynik netto (mln zł)



# Wybrane szacunkowe dane Grupy Energa za I kwartał 2020

	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
<b>Wybrane wyniki finansowe (mln zł)</b>				
EBITDA Grupy, w tym:	554	<b>568</b>	+14	+3%
- EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja	548	<b>493</b>	-55	-10%
- EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie	118	<b>69</b>	-49	-42%
- EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż	-95	<b>34</b>	+129	>+100%
CAPEX	369	<b>331</b>	-38	-10%
<b>Wybrane wyniki operacyjne (GWh)</b>				
Dystrybucja energii elektrycznej	5 811	<b>5 694</b>	-117	-2%
Produkcja energii elektrycznej brutto	1 025	<b>801</b>	-224	-22%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej	4 968	<b>4 922</b>	-46	-1%

## Komentarz do wyniku EBITDA:

a) Linia Biznesowa Dystrybucja: kluczowym czynnikiem mającym negatywny wpływ na wynik tej Linii była niższa marża na dystrybucji ze stratami sieciowymi. Był to przede wszystkim efekt niekorzystnej wyceny szacunku niezafakturowanego strat sieciowych, mimo wzrostu marży zafakturowanej. Wyższe rok do roku były także koszty operacyjne. Wzrosły głównie koszty świadczeń pracowniczych oraz niektórych usług obcych (np. remonty, usługi inkasenckie), między innymi w związku ze wzrostem wynagrodzenia minimalnego. Niższe saldo na pozostałej działalności wynikało między innymi z wyższych kosztów podatku od nieruchomości.

b) Linia Biznesowa Wytwarzanie: w głównej mierze za obniżenie wyniku Linii odpowiedzialna była strona przychodowa (m.in. spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz usług systemowych Elektrowni w Ostrołęce oraz niższa produkcja w elektrowniach wodnych). W konsekwencji niższej produkcji ze źródeł konwencjonalnych odnotowano niższe koszty zużycia paliw do produkcji oraz zakupu uprawnień do emisji.

c) Linia Biznesowa Sprzedaż: na wzrost wyniku w I kwartale 2020 roku, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, zasadniczy wpływ miał efekt niskiej bazy porównawczej. Wyniki I kwartału 2019 roku (-95 mln zł na poziomie EBITDA) były niskie z uwagi na utratę przychodów wynikającą ze stosowania Ustawy „o cenach energii w 2019 roku”. Przy braku rozporządzenia wykonawczego do tej Ustawy Linia Biznesowa Sprzedaż rozliczała zdecydowaną większość klientów po obniżonych cenach bez uwzględnienia należnych rekompensat wynikających z tej Ustawy. Szacowana utrata przychodu Linii Biznesowej z tego tytułu wyniosła 209 mln zł w I kwartale 2019 roku. Z kolei w I kwartale 2020 roku obowiązywała nowa taryfa dla gospodarstw domowych, której negatywny wpływ na wyniki bieżącego okresu został w znaczący sposób zneutralizowany poprzez wykorzystanie części rezerwy celowej utworzonej na koniec 2019 roku.

# Perspektywa roku 2020 pod silnym wpływem czynników rynkowych i regulacyjnych

## DYSTRYBUCJA

- Wzrost Wartości Regulacyjnej Aktywów do 13,0 mld zł w taryfie na 2020 rok
- Spadek WACC r/r (z 6,015% na 5,507%)
- Z uwagi na pandemię ryzyko braku realizacji wolumenu dystrybucji założonego w taryfie na 2020
- Presja płacowa wynikająca m.in. ze wzrostu płacy minimalnej przy jednoczesnej konieczności podejmowania działań niwelujących lukę kompetencyjną i pokoleniową

## WYTWARZANIE

### OZE

- potencjalnie gorsze warunki hydrometeorologiczne (spodziewana susza w kraju)
- uruchomienie dodatkowej produkcji z nowej farmy wiatrowej Przykona – wzrost przychodów

### Elektrownia w Ostrołęce

- zmniejszenie sposobu dysponowania blokami przez PSE w ramach pracy w wymuszeniu
- niższa ceny sprzedaży energii elektrycznej i produktów pochodnych

## SPRZEDAŻ

- Poziom taryfy zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla gospodarstw domowych na 2020 rok
- Spadek wolumenu sprzedaży detalicznej w obliczu sytuacji epidemicznej w Polsce oraz konieczność wyprzedaży ze stratą nadmiarowej energii na rynku

# Wyniki finansowe Grupy Energa za 12 miesięcy 2019 roku



**@EnergaSA**

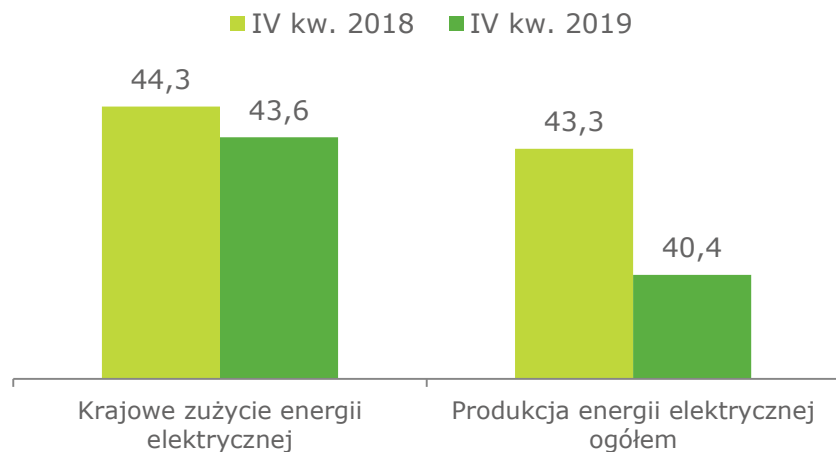
**#Energa4Q19**



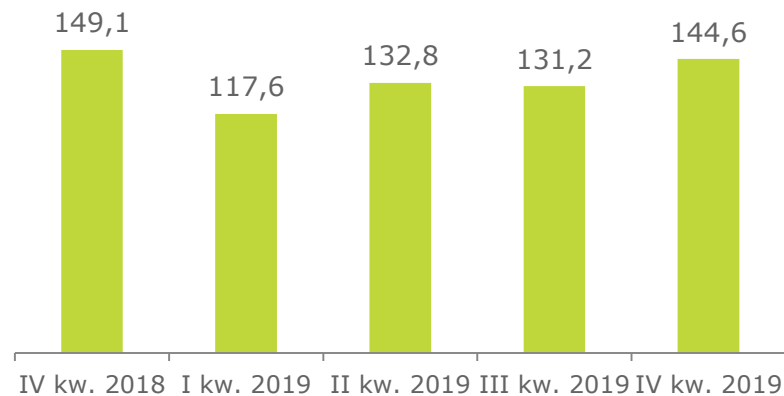
# Informacje dodatkowe

# Dane rynkowe

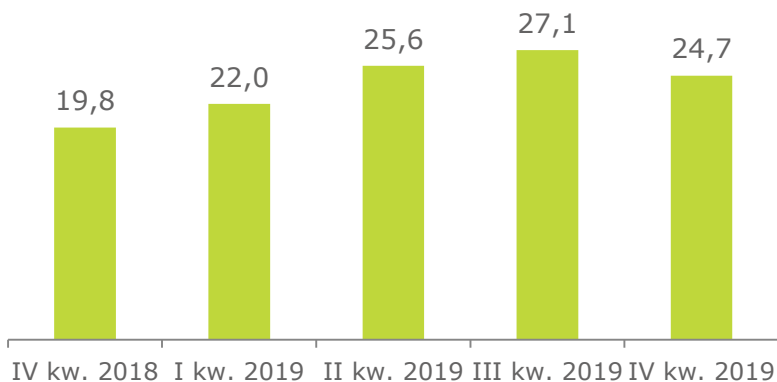
## Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej (TWh)



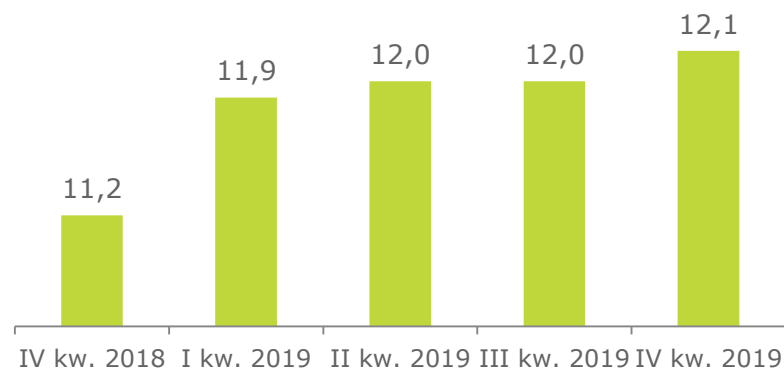
## Ceny zielonych praw majątkowych PMOZE\_A (zł/MWh)



## Uprawnienia do emisji (Euro/tonę)

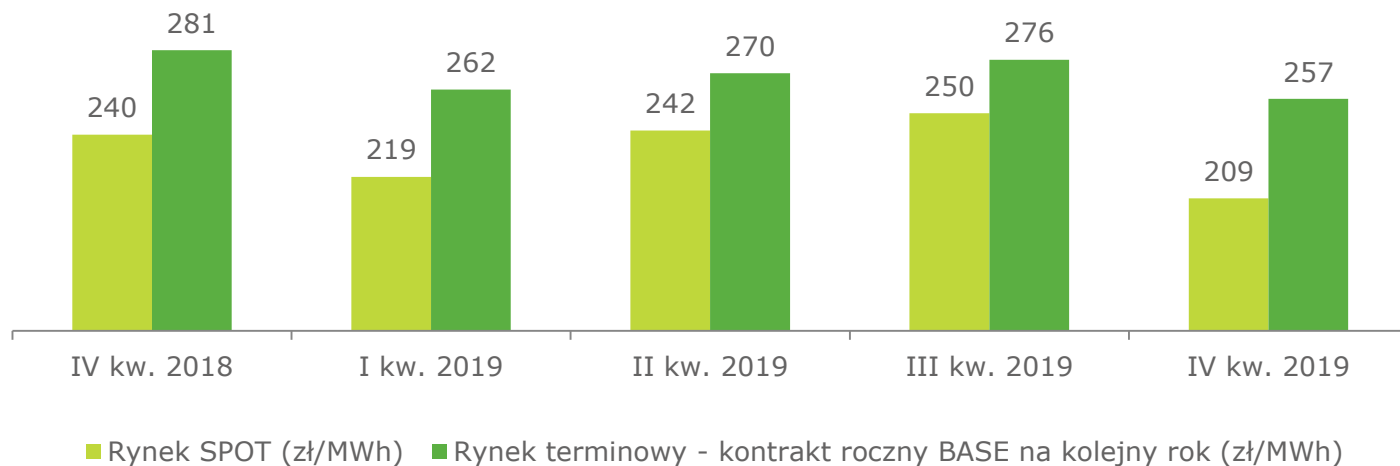


## Ceny sprzedaży węgla (PSCMI zł/GJ)











# Wysoki poziom cen energii w 2019 roku

## Ceny energii na rynku SPOT i terminowym



Dynamiczny wzrost cen uprawnień do emisji oraz cen węgla bezpośrednio przekłada się na sytuację na rynku energii elektrycznej SPOT i terminowym

# Kluczowe Projekty inwestycyjne – status prac

Projekt	Moc (MW)	Projektowy CAPEX (mln zł)	Zrealizowany CAPEX (mln zł)	Zaawansowanie prac (%)	Planowane wdrożenie (rok)
Elektrownia Ostrołęka B – budowa IOS II		216	136		2020
Farma Wiatrowa Przykona	31	155	125		2020
Magazyn energii przy FW Bystra	6	12	7,2		2020
CCGT Grudziądz	600	1 670	48,2		2024-2025
CCGT Gdańsk	~456	1 352	26,5		2025-2026
Smart Grid		212	59		2022
Budowa elektrowni Ostrołęka C*	1 000	6 000	912**		2023
Program inwestycyjny - aktywa ciepłownicze	70 MWe	350	-		2025

Według stanu na 31 grudnia 2019 r.




\* Projekt realizowany przez spółkę celową Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. (w której Energa SA posiada 50% udziałów), którego nakłady nie są konsolidowane w sprawozdaniu Grupy Energa.

\*\* Łączna wartość dokapitalizowania spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. przez Energa SA i Enea SA (łączna cena objęcia udziałów).


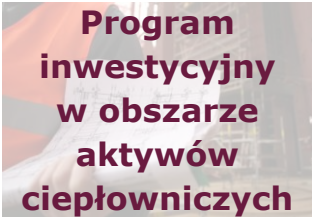
# Kluczowe projekty inwestycyjne (1/3)

Projekt	Moc (MW)	Zaawansowanie prac
 <p><b>Budowa Instalacji Odsiarczania Spalin (IOS II) w Ostrołęce</b></p>	nd.	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Projekt dotyczy dostosowania urządzeń technologicznych ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA (EEO SA) do wymagań Dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola, tzw. Dyrektywa IED). Realizacja projektu pozwoli na osiągnięcie przez Elektrownię Ostrołęka B określonej w ww. Dyrektywie, obowiązującej od 1 stycznia 2016 roku, wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) w spalinach poniżej 200 mg/Nm<sup>3</sup> za emitorem.</li><li>✓ Aktualnie zaawansowanie budowy instalacji wraz z dokonanymi dostawami urządzeń wynosi ok. 84%. Generalny Wykonawca w 2019 roku zrealizował wszystkie kamienie milowe zgodnie z harmonogramem realizacji kontraktu.</li><li>✓ W 2020 roku w dalszym ciągu prowadzone są prace obiektowe oraz rozruchowe nowej instalacji.</li><li>✓ Planowany termin oddania inwestycji do eksploatacji to III kw. 2020 roku.</li></ul>
 <p><b>Farma Wiatrowa Przykona</b></p>	31,05	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Farma powstaje na terenach zrehabilitowanych po kopalni węgla brunatnego w Gminie Przykona. W jej skład wchodzi 9 turbin wiatrowych Vestas V-126 o mocy 3,45 MW każda.</li><li>✓ Wykonano główne prace budowlane (drogi, fundamenty, budynki RSN Przykona i Żuki) i wykonano linię SN wyprowadzenia mocy (11km).</li><li>✓ Zakończono montaż wszystkich 9-ciu turbin wiatrowych.</li><li>✓ Trwają prace uruchomieniowe wyposażenia w RSN-ach (szafy i rozdzielnice) oraz przygotowania do podania napięcia.</li><li>✓ Planowane testy eksploatacyjne FW odbyły się w I kw. 2020 roku, wystąpienie epidemii koronawirusa spowodowało spowolnienie prac i opóźnienia w realizacji głównych zadań/kamieni milowych. Przewiduje się, że zakończenie realizacji prac nastąpi zgodnie z przyjętymi założeniami. Planowany termin oddania inwestycji do użytkowania to II kw. 2020 roku.</li><li>✓ W ramach aukcji OZE FW Przykona zakontraktowała sprzedaż 1 245 000 MWh w latach 2020–2035 (w tym w 2020 i 2035 roku wsparcie dot. połowy roku).</li></ul>

# Kluczowe projekty inwestycyjne (2/3)

Projekt	Moc (MW)	Zaawansowanie prac
 <p><b>Magazyn energii elektrycznej w Bystrej</b></p>	6	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Trwa ostatnia faza budowy hybrydowego magazynu energii elektrycznej o docelowej mocy 6 MW i pojemności 27 MWh (największy obiekt tego typu w Polsce i jeden z większych na świecie).</li> <li>✓ Aktualnie odbywa się montaż urządzeń i instalacji elektrycznych wraz z niezbędnymi pomiarami elektrycznymi.</li> <li>✓ Z powodu pandemii ogłoszonej przez WHO oraz zamknięciem granic w Polsce, strona japońska opuściła plac budowy. W związku z COVID-19 harmonogram projektu ulegnie wydłużeniu.</li> </ul>
 <p><b>CCGT Grudziądz - nowy blok gazowo-parowy</b></p>	ok. 600	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Projekt dotyczy budowy nowej elektrowni gazowo-parowej i ma na celu budowę nowoczesnej infrastruktury energetycznej, w sposób pozwalający na rozwój posiadanej bazy wytwórczej oraz świadczenie usługi mocowej i sprzedaż energii elektrycznej.</li> <li>✓ Przeprowadzono prace projektowe oraz uzyskano kluczowe decyzje administracyjne dla osiągnięcia gotowości realizacyjnej Projektu.</li> <li>✓ Prowadzone są działania związane z wyłonieniem Generalnego Wykonawcy elektrowni (przetarg EPC&amp;LTSA).</li> <li>✓ Trwają analizy mające na celu wypracowanie docelowego modelu realizacji projektu.</li> <li>✓ Projekt planowo ma uczestniczyć w aukcji Rynku Mocy w 2020 roku na rok dostaw 2025. Zgodnie z Ustawą o Rynku Mocy, projekt został zgłoszony do certyfikacji ogólnej 3 stycznia 2020 roku i uzyskał wpis do Rejestru Rynku Mocy.</li> </ul>
 <p><b>CCGT Gdańsk - nowy blok gazowo-parowy</b></p>	<p>456 (rozważana możliwość zwiększenia do 600)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Drugi projekt dotyczący budowy nowej elektrowni gazowo-parowej.</li> <li>✓ Kontynuowane są prace projektowe mające na celu kompletację kluczowych decyzji administracyjnych dla osiągnięcia gotowości realizacyjnej Projektu.</li> <li>✓ Trwają analizy mające na celu wypracowanie docelowego modelu realizacji projektu.</li> </ul>

# Kluczowe projekty inwestycyjne (3/3)

Projekt	Moc (MW)	Zaawansowanie prac				
 <p><b>Budowa Elektrowni Ostrołęka C</b></p>	<p><b>Ok. 1000</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 13 lutego 2020 roku Energa i Enea podpisały Porozumienie dot. dalszych działań w Projekcie Ostrołęka C, skutkujące zawieszeniem finansowania Projektu.</li> <li>✓ 14 lutego 2020 roku Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. przekazała generalnemu wykonawcy budowy Elektrowni Ostrołęka C oraz wykonawcy przebudowy infrastruktury kolejowej dla tej elektrowni, polecenia zawieszenia wykonywania całości prac.</li> <li>✓ Obecnie trwają analizy aspektów techniczno-technologicznych, ekonomicznych, organizacyjno-prawnych oraz finansowych Projektu.</li> <li>✓ 19 maja 2020 roku PKN ORLEN S.A., większościowy akcjonariusz Energi, zadeklarował wstępną gotowość bezpośredniego zaangażowania finansowego w inwestycję wyłącznie pod warunkiem zmiany założeń technologicznych Projektu na technologię opartą na paliwie gazowym, co jest jednym ze scenariuszy rozważanych w ramach analiz.</li> </ul>				
 <p><b>Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych</b></p>	<p><b>nd.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Przeprowadzenie działań restrukturyzacyjnych w ramach segmentu CHP w Grupie Energa, w efekcie których nastąpi przywrócenie rentowności oraz doprowadzenie do generowania przez niego dodatnich przepływów pieniężnych, również na potrzeby potencjalnej sprzedaży wybranych Aktywów CHP. Program inwestycyjny zakłada utrzymanie pozycji na rynkach ciepła w Elblągu i Kaliszu.</li> </ul> <table border="1" data-bbox="761 915 1856 986"> <thead> <tr> <th data-bbox="761 915 1309 986">Elbląg:</th> <th data-bbox="1309 915 1856 986">Kalisz:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="761 986 1309 1229"> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inwestycja w Mobilną Instalację Ciepłowniczą</li> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową – KRS</li> <li>✓ Optymalizacja TG1</li> <li>✓ Migracja jednego kotła OP-130 pod Dyrektywę MCP</li> <li>✓ Inwestycja w silniki gazowe 5xSG10</li> </ul> </td> <td data-bbox="1309 986 1856 1229"> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS2x20</li> <li>✓ Inwestycja w silniki gazowe 2xSG10</li> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS 1x10</li> <li>✓ Modernizacja Stacji Uzdatnia Wody</li> </ul> </td> </tr> </tbody> </table>	Elbląg:	Kalisz:	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inwestycja w Mobilną Instalację Ciepłowniczą</li> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową – KRS</li> <li>✓ Optymalizacja TG1</li> <li>✓ Migracja jednego kotła OP-130 pod Dyrektywę MCP</li> <li>✓ Inwestycja w silniki gazowe 5xSG10</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS2x20</li> <li>✓ Inwestycja w silniki gazowe 2xSG10</li> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS 1x10</li> <li>✓ Modernizacja Stacji Uzdatnia Wody</li> </ul>
Elbląg:	Kalisz:					
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inwestycja w Mobilną Instalację Ciepłowniczą</li> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową – KRS</li> <li>✓ Optymalizacja TG1</li> <li>✓ Migracja jednego kotła OP-130 pod Dyrektywę MCP</li> <li>✓ Inwestycja w silniki gazowe 5xSG10</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS2x20</li> <li>✓ Inwestycja w silniki gazowe 2xSG10</li> <li>✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS 1x10</li> <li>✓ Modernizacja Stacji Uzdatnia Wody</li> </ul>					

# Kluczowe aktywa Grupy Energa

## Dystrybucja

1. 190 tys. km linii energetycznych
2. 22,2 TWh - dostarczona energia elektryczna w 2019 roku (5,6 TWh w IV kw. 2019 roku)
3. Zasięg 75 tys. km<sup>2</sup>

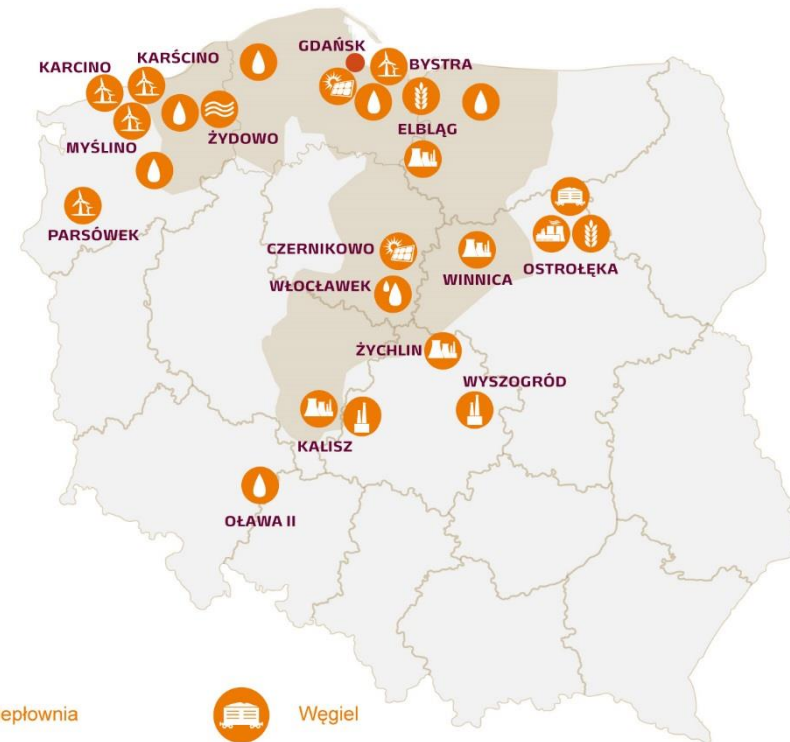
## Wytwarzanie\*

1. Elektrownie wodne
  - a) Włocławek (162 MW)
  - b) Mniejsze jednostki wytwórcze (40 MW)
  - c) Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie (157 MW)
2. 5 farm wiatrowych (łączna moc 211 MW, w tym Karścino 90 MW)
3. Farma fotowoltaiczna pod Gdańskiem (1,6 MWe) oraz w gminie Czernikowo koło Torunia (3,8 MWe)
4. Elektrownia systemowa w Ostrołęce B (690 MWe, 220 MWt)
5. Pozostałe elektrociepłownie i ciepłownie (82 MWe, 441 MWt)

## Sprzedaż

1. 3,08 mln PPE
2. 19,7 TWh – sprzedaż detaliczna w 2019 roku (5,0 TWh w IV kw. 2019 roku)

\* moc zainstalowana





# Odnawialne źródła energii

## Woda

### Kluczowe parametry

- W Polsce działa 727 elektrowni wodnych, z czego **46** jest zarządzanych przez Energa OZE
- **Moc zainstalowana elektrowni wodnych Energa OZE: to 359 MW**

### Elektrownia we Włocławku

- Rok budowy: 1970 rok
- Moc zainstalowana: 162 MW
- Średnia produkcja: 735 GWh/rok (2016-2018)

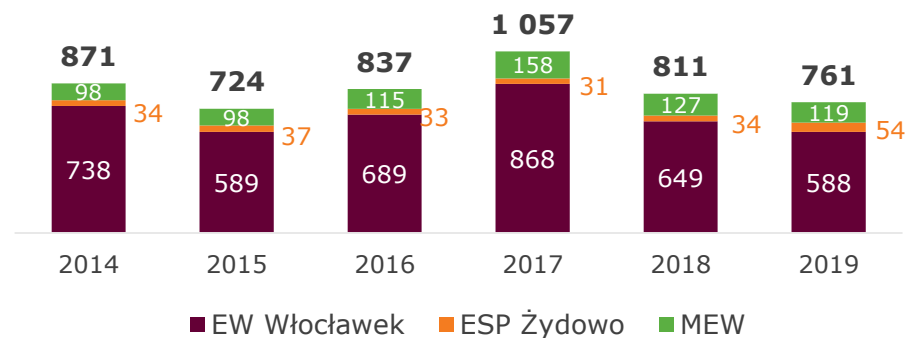
### Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie

- Zbiorniki: jeziora Kwiecko i Kamiennie
- Rok budowy: 1971 rok
- Moc zainstalowana: 157 MW
- Pojemność użytkowa: 3,3 mln m<sup>3</sup>

### Małe elektrownie wodne

- 43 elektrownie w północnej Polsce
- 1 elektrownia na rzece Odrze (południowo-zachodnia Polska)
- Moc zainstalowana: od 0,1 MW do 5 MW
- łączna moc zainstalowania: 40 MW
- Średnia produkcja: 134 GWh/rok (2016-2018)

### Produkcja brutto energii elektrycznej z wody (GWh)



# Odnawialne źródła energii

## Wiatr

### Kluczowe parametry

- Moce wytwórcze: 211 MW

### FW Bystra

- Moc zainstalowana: 24 MW
- Średnia produkcja: 40 GWh/rok

### FW Karcino

- Moc zainstalowana: 51 MW
- Średnia produkcja: 120 GWh/rok
- Obniżenie emisji CO<sub>2</sub> o 105 tys. ton rocznie

### FW Karścino

- Łączna moc zainstalowana: 90 MW
- Średnia produkcja: 170 GWh/rok

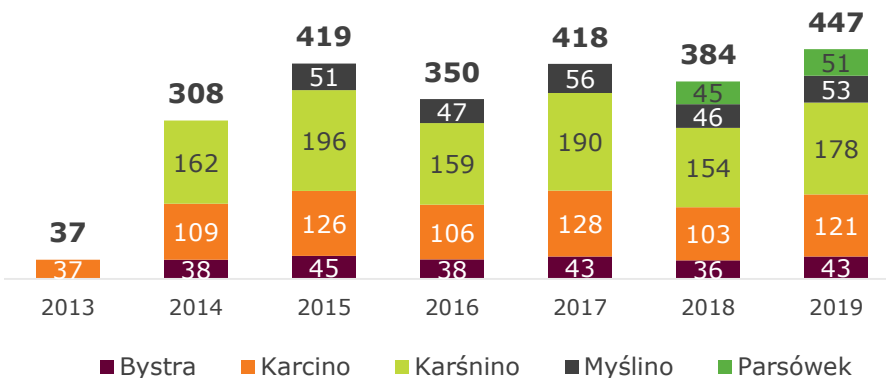
### FW Myślino

- Łączna moc zainstalowana: 20 MW
- Średnia produkcja: 40 GWh/rok

### FW Parsówek

- Łączna moc zainstalowana: 26 MW
- Średnia produkcja: 50 GWh/rok

### Produkcja brutto energii elektrycznej z wiatru (GWh)



# Odnawialne źródła energii

## Fotowoltaika

### Kluczowe parametry

- **Moce wytwórcze: 5,41 MW**

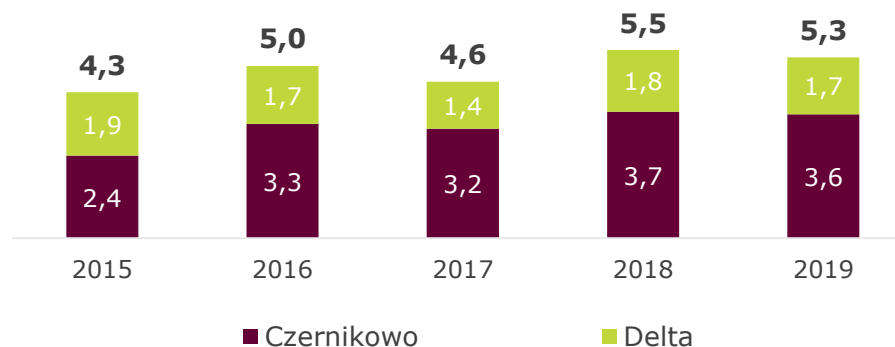
### Elektrownia fotowoltaiczna Czernikowo

- Blisko 16 tys. paneli, każdy o mocy 240 W, które zajmują pow. 22,5 tys. m<sup>2</sup>
- Rok uruchomienia: 2015
- Moc zainstalowana: 3,77 MW
- Szacunkowa produkcja: 3 500 MWh, co wystarczy na pokrycie zapotrzebowania ok. 1,6 tys. gospodarstw domowych
- Obniżenie emisji CO<sub>2</sub> o ok. 3,1 tys. ton rocznie

### Farma fotowoltaiczna Delta

- 6,3 tys. paneli, każdy o mocy 240 W, połączonych w 286 zestawów. Każdy zestaw zawiera 22 moduły fotowoltaiczne połączone szeregowo o łącznej mocy wytwórczej jednego zestawu 5 720 Wp
- Rok uruchomienia: 2014
- Moc zainstalowana: 1,63 MW
- Szacunkowa produkcja pozwala na pokrycie zapotrzebowania ok. 700 gospodarstw domowych

### Produkcja brutto energii elektrycznej z fotowoltaiki (GWh)



# Podsumowanie IV kwartału 2019 roku

mln zł	Dystrybucja			Sprzedaż			Wytwarzanie		
	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana (%)	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana (%)	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	1 008	1 056	5%	1 455	1 864	28%	394	309	-22%
<b>EBITDA</b>	<b>340</b>	<b>345</b>	<b>1%</b>	<b>-135</b>	<b>-76</b>	<b>44%</b>	<b>95</b>	<b>36</b>	<b>-62%</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>33,7%</i>	<i>32,7%</i>	<i>Δ -1,1 p.p.</i>	<i>-9,3%</i>	<i>-4,1%</i>	<i>Δ 5,2 p.p.</i>	<i>24,1%</i>	<i>11,7%</i>	<i>Δ -12,4 p.p.</i>
EBIT	145	119	-18%	-147	-89	39%	201	-234	<-100%
<b>Wynik netto</b>	<b>88</b>	<b>82</b>	<b>-7%</b>	<b>-124</b>	<b>-71</b>	<b>43%</b>	<b>152</b>	<b>-299</b>	<b>&lt;-100%</b>
<i>Marża zysku netto</i>	<i>8,7%</i>	<i>7,8%</i>	<i>Δ -1 p.p.</i>	<i>-8,5%</i>	<i>-3,8%</i>	<i>Δ 4,7 p.p.</i>	<i>38,6%</i>	<i>-96,8%</i>	<i>Δ -135,4 p.p.</i>
CAPEX	508	389	-23%	23	18	-22%	82	55	-33%

mln zł	Wytwarzanie, w tym:											
	Woda			Wiatr			Elektrownia w Ostrołęce			CHP		
	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana (%)	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana (%)	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana (%)	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	38	44	15%	46	43	-6%	245	155	-37%	56	63	14%
<b>EBITDA</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>-7%</b>	<b>32</b>	<b>26</b>	<b>-16%</b>	<b>47</b>	<b>-4</b>	<b>&lt;-100%</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>-75%</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>34,2%</i>	<i>27,3%</i>	<i>Δ -6,9 p.p.</i>	<i>69,6%</i>	<i>60,5%</i>	<i>Δ -9,1 p.p.</i>	<i>19,2%</i>	<i>-2,6%</i>	<i>Δ -21,8 p.p.</i>	<i>10,7%</i>	<i>1,6%</i>	<i>Δ -9,1 p.p.</i>
EBIT	6	4	-30%	159	25	-84%	35	-181	<-100%	-2	-85	<-100%
CAPEX	3	4	17%	9	11	26%	61	32	-48%	16	4	-72%

# Podsumowanie 2019 roku

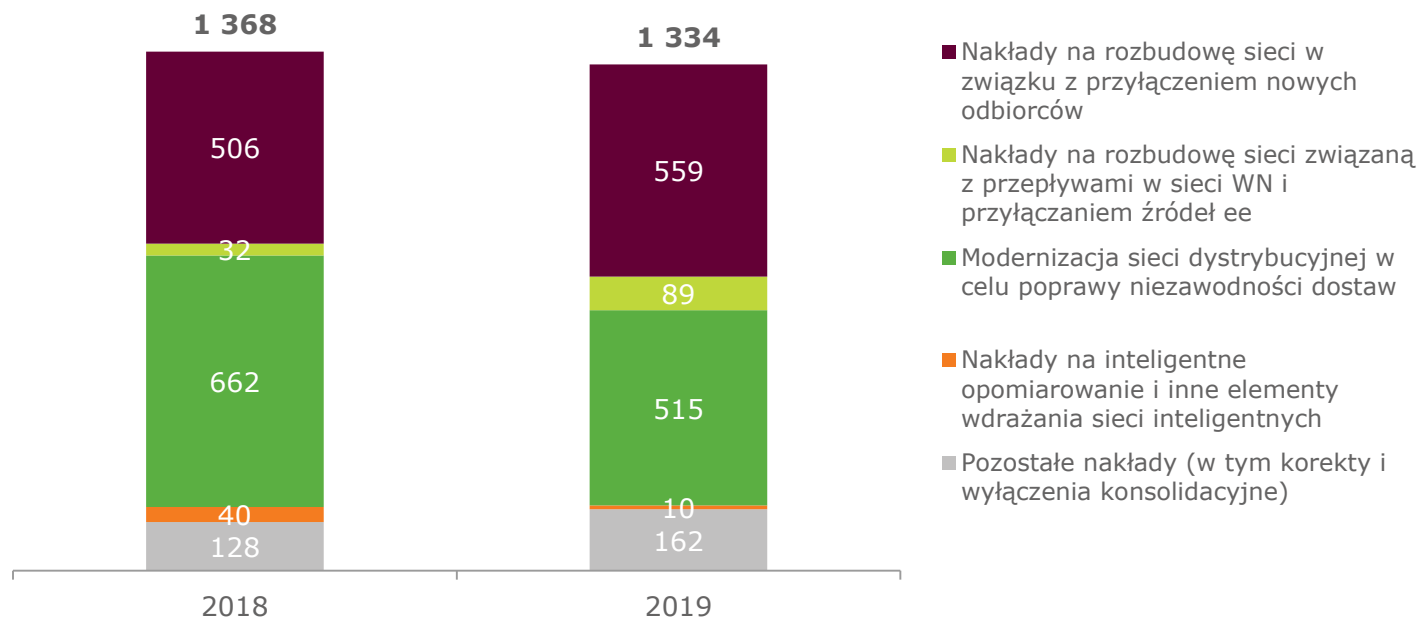
mln zł	Dystrybucja			Sprzedaż			Wytwarzanie		
	2018	2019	Zmiana (%)	2018	2019	Zmiana (%)	2018	2019	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	4 028	4 113	2%	5 529	7 246	31%	1 256	1 356	8%
<b>EBITDA</b>	<b>1 704</b>	<b>1 648</b>	<b>-3%</b>	<b>-85</b>	<b>182</b>	<b>&gt;100%</b>	<b>329</b>	<b>262</b>	<b>-20%</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>42,3%</i>	<i>40,1%</i>	<i>Δ -2,2 p.p.</i>	<i>-1,5%</i>	<i>2,5%</i>	<i>Δ 4 p.p.</i>	<i>26,2%</i>	<i>19,3%</i>	<i>Δ -6,9 p.p.</i>
EBIT	944	809	-14%	-127	131	>100%	430	-410	<-100%
<b>Wynik netto</b>	<b>647</b>	<b>547</b>	<b>-15%</b>	<b>-100</b>	<b>90</b>	<b>&gt;100%</b>	<b>306</b>	<b>-477</b>	<b>&lt;-100%</b>
<i>Marża zysku netto</i>	<i>16,1%</i>	<i>13,3%</i>	<i>Δ -2,8 p.p.</i>	<i>-1,8%</i>	<i>1,2%</i>	<i>Δ 3,1 p.p.</i>	<i>24,4%</i>	<i>-35,2%</i>	<i>Δ -59,5 p.p.</i>
CAPEX	1 368	1 334	-2%	45	44	-2%	238	175	-26%

mln zł	Wytwarzanie, w tym:											
	Woda			Wiatr			Elektrownia w Ostrołęce			CHP		
	2018	2019	Zmiana (%)	2018	2019	Zmiana (%)	2018	2019	Zmiana (%)	2018	2019	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	193	226	17%	122	154	26%	746	762	2%	163	198	22%
<b>EBITDA</b>	<b>103</b>	<b>123</b>	<b>19%</b>	<b>88</b>	<b>110</b>	<b>25%</b>	<b>124</b>	<b>39</b>	<b>-68%</b>	<b>10</b>	<b>-14</b>	<b>&lt;-100%</b>
<i>Marża EBITDA</i>	<i>53,4%</i>	<i>54,4%</i>	<i>Δ 1,1 p.p.</i>	<i>72,1%</i>	<i>71,4%</i>	<i>Δ -0,7 p.p.</i>	<i>16,6%</i>	<i>5,1%</i>	<i>Δ -11,5 p.p.</i>	<i>6,1%</i>	<i>-7,1%</i>	<i>Δ -13,2 p.p.</i>
EBIT	72	90	25%	305	69	-77%	64	-450	<-100%	-22	-126	<-100%
CAPEX	11	16	39%	9	21	>100%	168	109	-35%	47	14	-71%

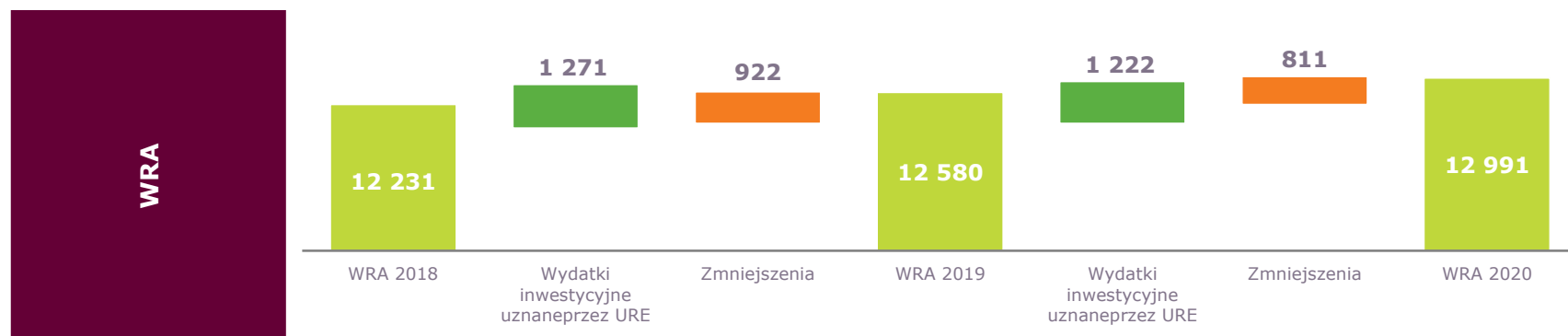
# Struktura kosztów operacyjnych Grupy Energa

mln zł	IV kw. 2018	IV kw. 2019	2018	2019
Amortyzacja rzeczowych aktywów trwałych, aktywów niematerialnych i nieruchomości inwestycyjnych	249	283	967	1 079
Zużycie materiałów i energii	305	280	772	881
w tym energia elektryczna dotycząca różnicy bilansowej	88	130	226	305
w tym zużycie paliw (z transportem)	112	107	368	407
Usługi obce	391	395	1 342	1 391
w tym opłaty przesyłowe i tranzytowe	187	208	755	807
Podatki i opłaty	142	112	529	543
Koszty świadczeń pracowniczych	308	323	1 063	1 190
Odpisy aktualizujące	-136	239	-208	533
Pozostałe (w tym zmiana stanu produktów oraz koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby)	-92	-37	-114	-135
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	1 210	1 620	4 642	6 192
<b>Koszty operacyjne</b>	<b>2 377</b>	<b>3 215</b>	<b>8 993</b>	<b>11 674</b>

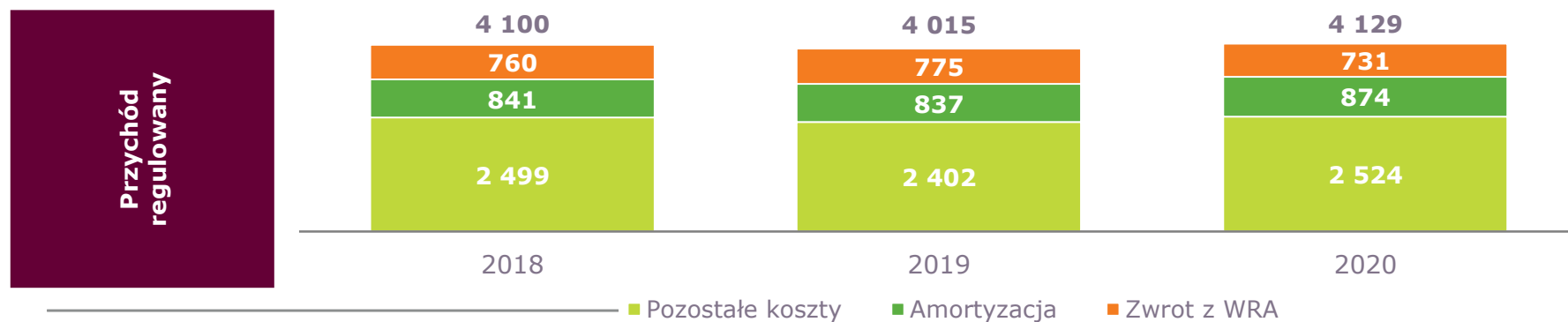
# Aktualna struktura nakładów inwestycyjnych Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)



# Wartość Regulacyjna Aktywów



Zwrot z WRA	"standard"	WACC	6,02%	6,02%	5,51%
		stopa wolna od ryzyka	3,26	3,26	2,80
		Q (Wskaźnik jakościowy)	1,00	1,00	1,00
		WR (Wskaźnik regulacyjny)	1,01	1,00	1,00
		<b>Zwrot z kapitału na bazie WRA</b>	<b>752</b>	<b>775</b>	<b>731</b>
	Ujęte w taryfie	<b>Zwrot z zaangażowanego kapitału</b>	<b>760</b>	<b>775</b>	<b>731</b>
	Efektywny zwrot z WRA		6,21%	6,16%	5,63%

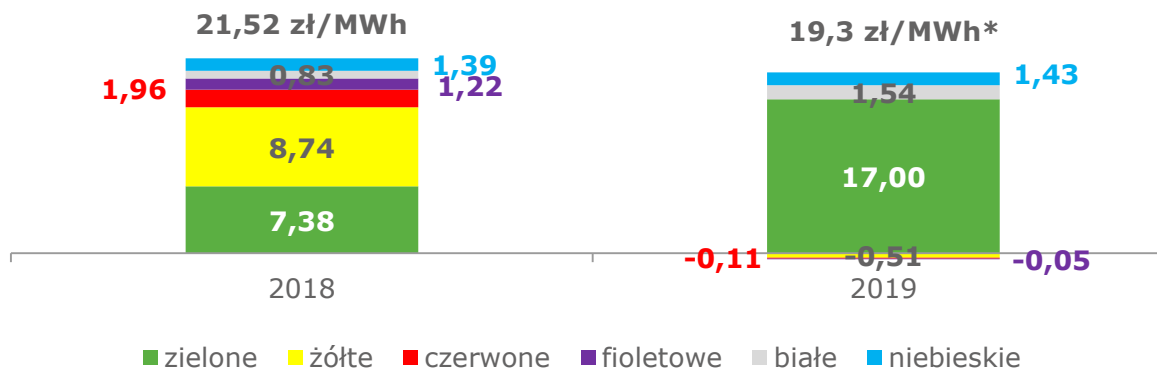




# Kluczowe dane operacyjne Linii Biznesowej Sprzedaż

Struktura kosztu umorzenia praw majątkowych na 1 MWh EE sprzedanej do klientów końcowych\*

Struktura kosztu umorzenia praw majątkowych na 1 MWh EE sprzedanej do klientów końcowych



	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana (%)	2018	2019	Zmiana (%)
Sprzedaż energii elektrycznej przez Segment Sprzedaż (GWh)	6 204	6 125	-1%	23 769	24 188	2%
<i>w tym sprzedaż detaliczna</i>	5 027	5 013	0%	19 777	19 681	0%
Średnia cena zakupu energii elektrycznej bez PM (zł/MWh)	200,8	255,5	27%	188,6	250,9	33%
Średnia cena zakupu energii elektrycznej z PM (zł/MWh)	204,8	272,0	33%	205,9	266,1	29%
Marża zmienna I stopnia energii elektrycznej**	6,1%	5,5%	Δ -0,6 p.p.	5,5%	6,6%	Δ 1,1 p.p.

\* Od 2019 roku nie ma obowiązku umarzania żółtych, czerwonych i fioletowych certyfikatów. Ujemne wartości wynikają z ostatecznego rozliczenia 2018 roku.

\*\* Marża zmienna I stopnia liczona jako iloraz wyniku i przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej.

# Kluczowe dane operacyjne Linii Biznesowej Wytwarzanie

Zużycie paliw	IV kw. 2018	IV kw. 2019	Zmiana	Zmiana (%)	2018	2019	Zmiana	Zmiana (%)
<b>Węgiel kamienny</b>								
Ilość (tys. ton)	371,7	223,7	-148,0	-40%	1 296,9	1 058,7	-238,2	-18%
Koszt* (mln zł)	104,1	69,5	-34,6	-33%	356,8	318,6	-38,3	-11%
Koszt jednostkowy (zł/tonę)	280,2	310,8	30,6	11%	275,1	300,9	25,8	9%
Koszt jednostkowy (zł/MWh)**	93,1	92,0	-1,0	-1%	95,3	101,5	6,2	6%
<b>Biomasa</b>								
Ilość (tys. ton)	12,3	66,8	54,5	>100%	13,2	148,3	135,1	>100%
Koszt* (mln zł)	6,4	36,3	29,9	>100%	6,7	83,8	77,0	>100%
Koszt jednostkowy (zł/tonę)	522,4	543,8	21,4	4%	509,1	564,7	55,6	11%
Koszt jednostkowy (zł/MWh)**	239,4	297,0	57,6	24%	234,6	286,5	52,0	22%

\* łącznie z kosztem transportu

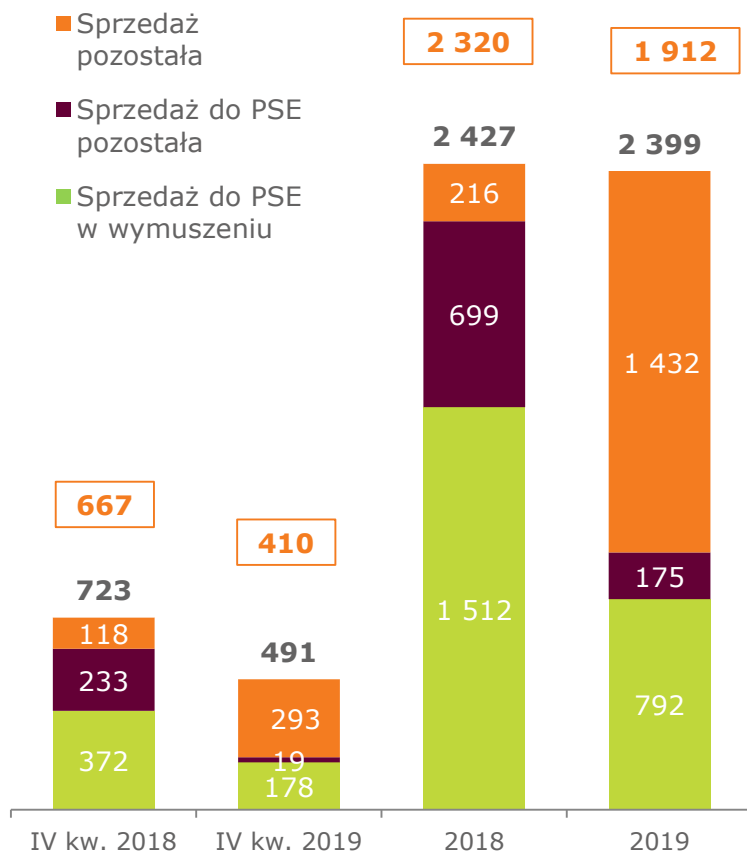
\*\* w odniesieniu do łącznej produkcji energii elektrycznej i ciepła

Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub>	IV kw. 2018	IV kw. 2019	2018	2019
<b>Emisja CO<sub>2</sub> wszystkich instalacji (tys. ton), w tym:</b>	<b>763</b>	<b>467</b>	<b>2 640</b>	<b>2 174</b>
Liczba przyznanych darmowych uprawnień do emisji	171	135	667	506
Liczba odpłatnych uprawnień do emisji	593	332	1 974	1 668
<b>Koszt obowiązku umorzenia uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (mln zł)</b>	<b>54,6</b>	<b>35,6</b>	<b>164,2</b>	<b>175,4</b>

# Kluczowe dane operacyjne Energa Elektrownie Ostrołęka

## Struktura sprzedaży (GWh)

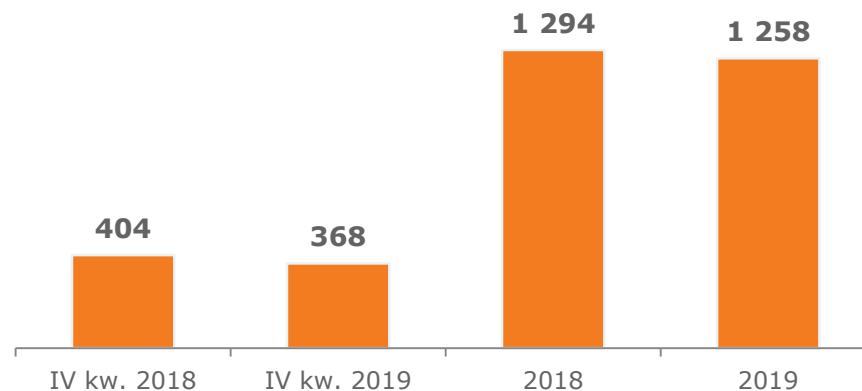
☐ - Produkcja własna netto



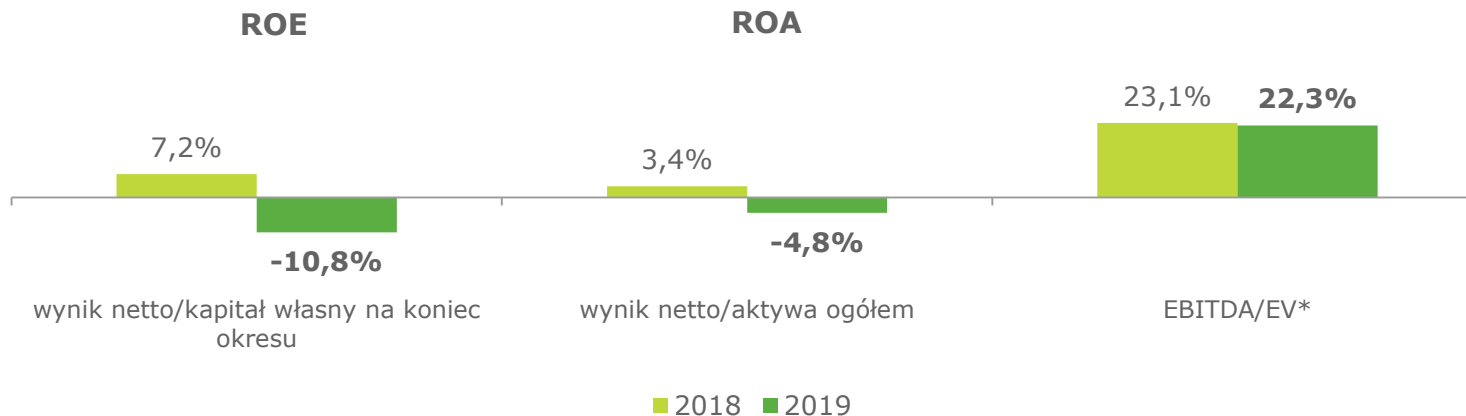
## Wolumeny i koszty zużycia węgla w 2019 roku

	Jedn.	Węgiel	Biomasa
Zużycie ogółem	(tys. ton)	907,5	33,9
Koszt jedn. zakupu	(zł/tona)	297,1	528,6
Koszt zużycia paliwa ogółem	(mln zł)	269,6	17,9

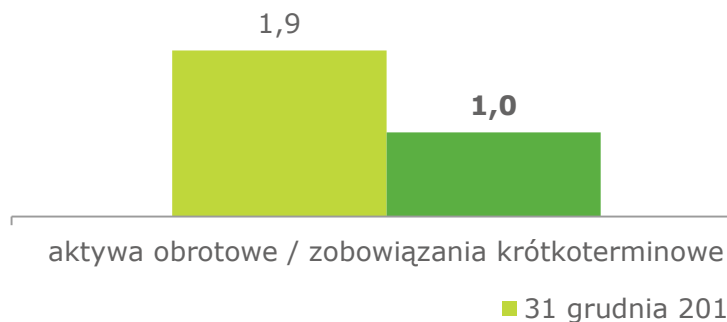
## Produkcja ciepła brutto (TJ)



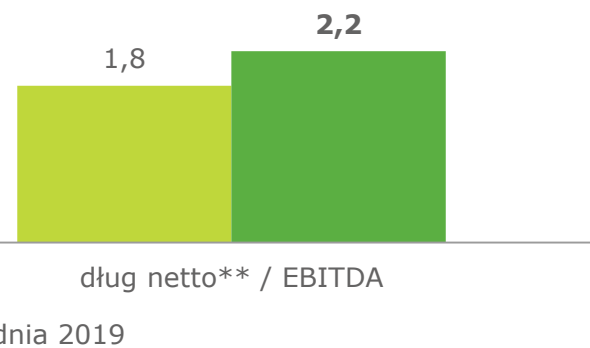
# Wskaźniki rentowności i płynności



## Wskaźnik płynności



## Dług netto/EBITDA



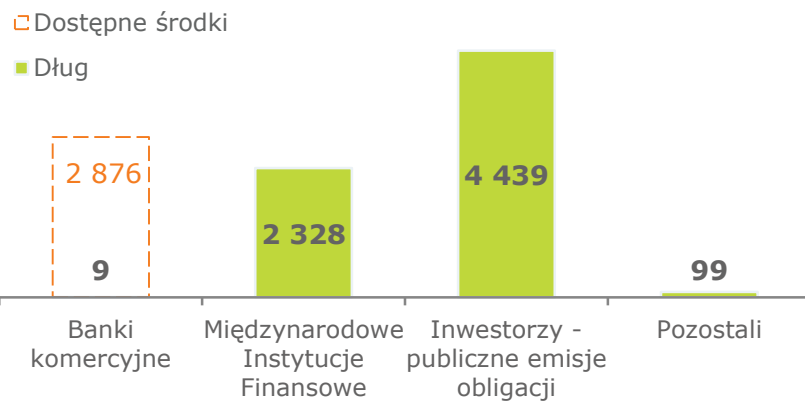
\* wartość rynkowa + dług netto

\*\* wartość zobowiązań finansowych netto uwzględniona w kalkulacji wskaźnika dług netto / EBITDA uwzględnia kluczowe elementy zdefiniowane w umowach o finansowanie; dane za rok 2018 zostały przekształcone

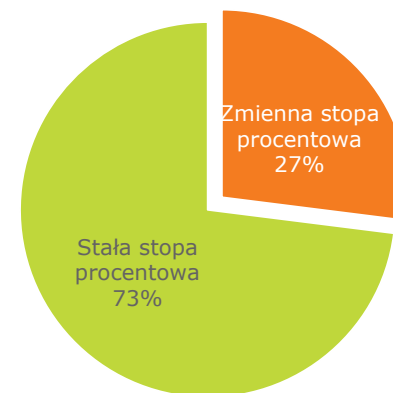
# Struktura zadłużenia Grupy Energa

31 grudnia 2019 roku

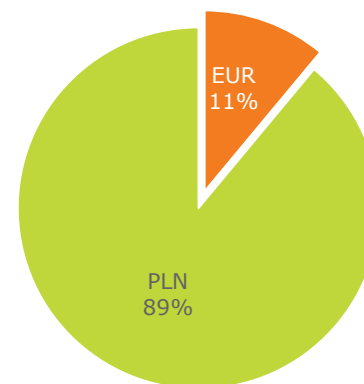
## Struktura wg źródła (mln zł)



## Struktura według %

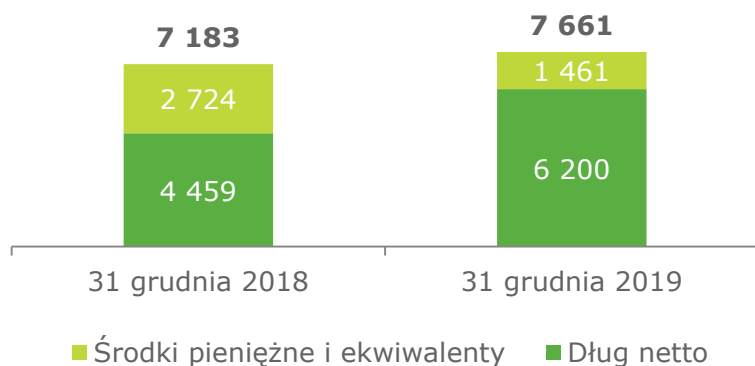


## Struktura według waluty długu

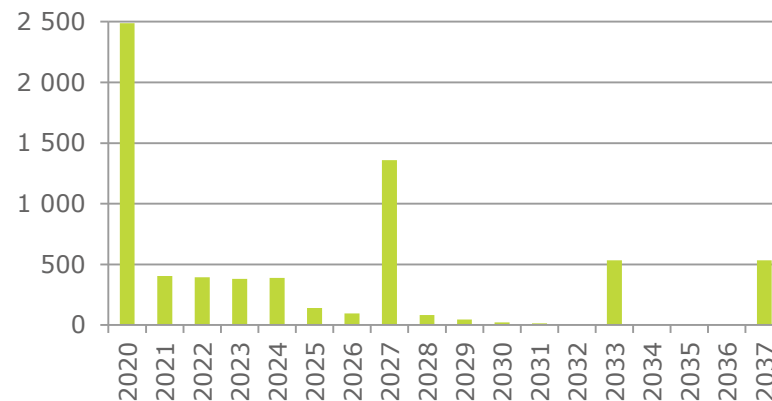


# Bezpieczeństwo finansowe

## Zadłużenie (mln zł)



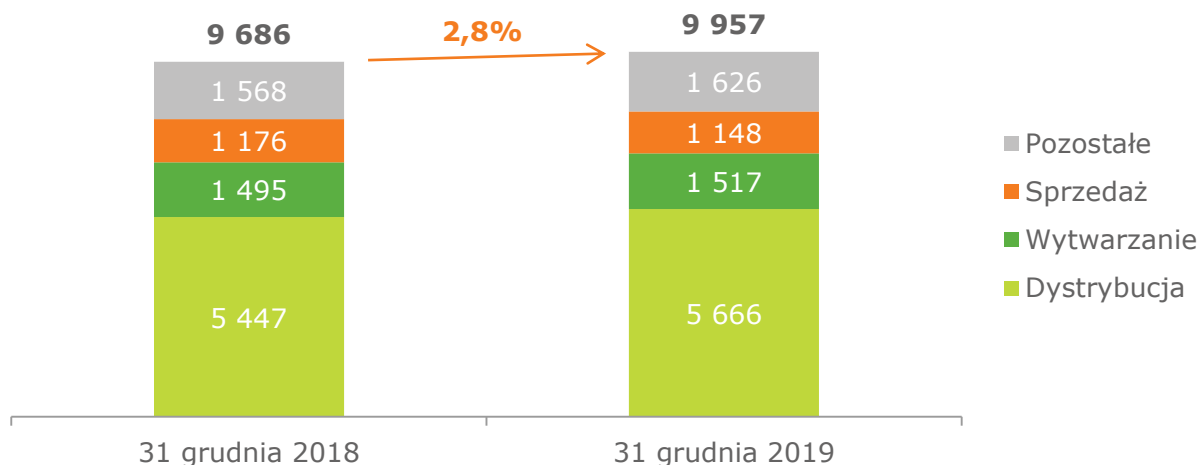
## Wiekowanie długu (mln zł)



Wybrane programy / umowy o finansowanie	Kwota pierwotna	Data wykupu/Termin spłaty ostatniej raty
Programy emisji euroobligacji	500 mln euro	03.2020
	300 mln euro	03.2027
Program emisji obligacji hybrydowych z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	125 mln euro	09.2033
	125 mln euro	09.2037
Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	1 000 mln zł	09.2031
Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju	800 mln zł	12.2024
Umowa kredytowa z konsorcjum banków (ESG-linked)	2 000 mln zł	09.2024

# Zatrudnienie w Grupie Energa

## Zatrudnienie na koniec okresu w osobach (umowy o pracę)



### Główne przyczyny wzrostu zatrudnienia:

- Działania mające na celu zniwelowanie luki kompetencyjnej oraz pokoleniowej w obszarze kadry elektromonterskiej i inżynieryjno-technicznej zatrudnionej w Linii Biznesowej Dystrybucja oraz Wytwarzanie
- Rozwój kompetencji w Grupie w zakresie usług projektowania linii elektroenergetycznych średnich i wysokich napięć oraz stacji GPZ dla Linii Biznesowej Dystrybucja oraz źródeł wytwórczych dla Linii Biznesowej Wytwarzanie przez spółkę Energa Invest Sp. z o.o., będącej częścią Linii Biznesowej Pozostałe
- Uruchomienie przez spółkę należącą do Linii Biznesowej Pozostałe nowych usług IT wspomagających realizację celów biznesowych w spółkach Grupy.

# Zespół relacji inwestorskich

Sporządzona przez Energa SA („Spółka”) prezentacja ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

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.

## Dane kontaktowe

### **Marcin Chanke**

Tel.: (+48) 58 778 84 42  
[marcin.Chanke@energa.pl](mailto:marcin.Chanke@energa.pl)

### **Monika Zaręba**

Tel.: (+48) 58 527 97 39  
[monika.zareba@energa.pl](mailto:monika.zareba@energa.pl)

### **Karolina Rorbach-Nagel**

Tel.: (+48) 58 778 84 77  
[karolina.rorbach-nagel3@energa.pl](mailto:karolina.rorbach-nagel3@energa.pl)

