

Wyniki finansowe Grupy Energa za 12 miesięcy 2018 roku



@EnergaSA

#EnergaWyniki

14 marca 2019 roku



Grupa Energa w 2018 r.

Podsumowanie wyników finansowych

Uwarunkowania rynkowe		Wyniki Grupy Energa SA	
(r/r)			
Ceny węgla kamiennego	↑ +19%	EBITDA	↓ -13% ¹
Ceny zielonych certyfikatów (PMOZE_A)	↑ +167%		↓ -7% ²
Ceny uprawnień do emisji	↑ +165%	Zysk netto	↓ -6% ¹
Ceny energii SPOT	↑ +42%		↑ +8% ²
		Zysk z działalności operacyjnej	↓ -3% ¹
			↑ +8% ²

- Wzrost cen węgla, zielonych certyfikatów, uprawnień do emisji Co2 i energii w stosunku do roku 2017
 - Ceny węgla kamiennego: +19% r/r
 - Ceny zielonych certyfikatów: +167%
 - Ceny uprawnień do emisji: +165%
 - Ceny energii elektrycznej na rynku SPOT: +42%
- EBITDA Grupy za 2018 r. na poziomie 1.877 mln zł (2.013 mln zł²)
 - Otoczenie rynkowe
 - Niższy wolumen wytwarzanej energii (warunki pogodowe, remont bloku w Ostrołęce)
 - Wzrost kosztów OPEX w Linii Biznesowej Dystrybucja
 - Zdarzenia jednorazowe
- Zysk netto oraz zysk z działalności operacyjnej spadły o odpowiednio 6% i 3% r/r (+8% i +8%²)

1 - zgodnie z MSR 37 w Linii Biznesowej Sprzedaż dokonano zawiązania rezerwy w wysokości 136 mln zł, która uwzględnia szacunkowy wpływ Ustawy z 28 grudnia 2018 r.

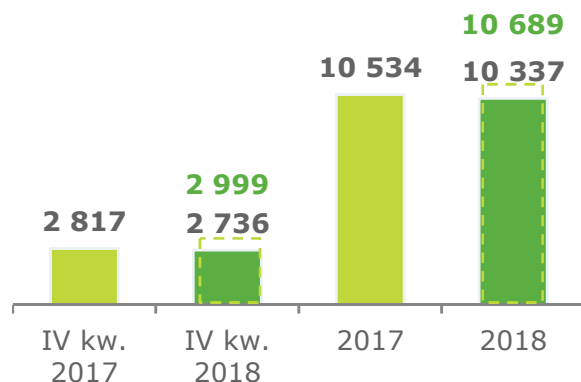
2 – w warunkach porównywalnych

Grupa Energa w 2018 r.

Podsumowanie wyników finansowych

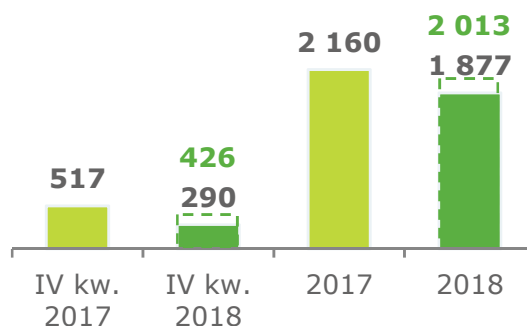
1. Wyższa marża na Dystrybucji przy jednoczesnym wzroście OPEX
2. Wynik Sprzedaży pod presją wysokich cen zakupu energii elektrycznej i zdarzeń jednorazowych
3. Wyniki Wytwarzania pod wpływem wzrostu cen uprawnień do emisji oraz niższej produkcji energii elektrycznej i ciepła

Przychody (mln zł)

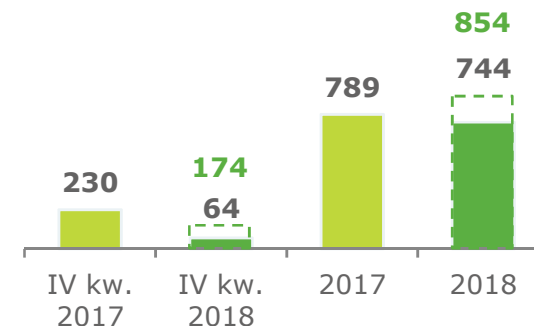


EBITDA (mln zł)

- EBITDA oraz wynik netto przed zawiązaniem rezerw na umowy rodzące obciążenia w Energa Obrót SA*



Wynik netto (mln zł)



Poziom przychodów przy zastosowaniu prezentacji analogicznej jak w roku poprzednim. W 2018 roku zmianie uległa prezentacja opłaty przejściowej oraz przychodów z przyłączy w Dystrybucji w związku z zastosowaniem MSSF 15

Grupa Energa w 2018 r.

Działalność operacyjna



80% r/r wzrost wielkości przyłączeń źródeł OZE w Linii Biznesowej Dystrybucja



Znacząca poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI na wszystkich napięciach, odpowiednio 151 min na odbiorcę i 2,1 przerwy na odbiorcę



Ponad 9% wzrost nakładów na Dystrybucję, w tym modernizację, rozbudowę i budowę sieci



Przebudowano ponad 12% r/r więcej linii SN na linie kablowe oraz linie napowietrzne przewodami niepełnoizolowanymi na terenach leśnych i zadrzewionych



W 2018 roku wolumen dostarczonej energii elektrycznej był historycznie najwyższy i osiągnął poziom 22 542 GWh

Grupa Energa w 2018 r.

Działalność operacyjna



Niskie wskaźniki awaryjności: do 2% dla wody, do 3% dla wiatru i 3% dla źródeł konwencjonalnych



Pozostajemy Grupą z największym udziałem produkcji pochodzącej z OZE 31% wśród największych spółek energetycznych w Polsce



Podpisanie umów FIT/FIP dla 31 Małych Elektrowni Wodnych



Zakończono, rozpoczętą w 2018 r., modernizację elektrowni wodnej w Borowie. Oryginalne zespoły o mocy ok. 0,9 MW wzbogacone o nową, wysokosprawną turbinę wodną o mocy 0,7 MWe. Zakładany ~20% wzrost produkcji



Zakończenie modernizacji ostatniego bloku wraz z instalacjami deNOx i odpylania w Ostrołęce B oraz optymalizację kotła parowego bloku biomasowego BB20p w Elblągu

Nowe źródło dochodów dla firm energetycznych, dzięki systemowi aukcji mocy wdrożonemu w Polsce w 2018 roku

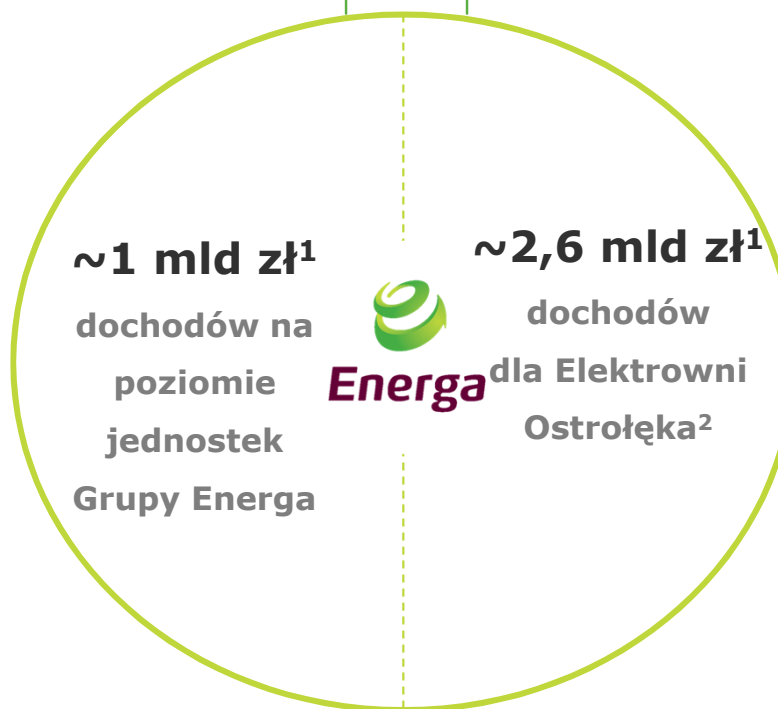
Jednostki biorące udział w aukcjach rynku mocy na lata 2021-2037

UMOWA NA 5 LAT

1. Energa Elektrownie Ostrołęka, Blok I, II, III

UMOWY NA 1 ROK

2. ESP Żydowo
3. EW Włocławek
4. Małe Elektrownie Wodne
5. Enspirion DSR



UMOWA NA 15 LAT

1. Elektrownia Ostrołęka, Ostrołęka C

1 - bez indeksacji

2 - umowa mocowa dla Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o. w której Energa S.A. posiada 50% udziałów i taką samą liczbę głosów na zgromadzeniu wspólników

Grupa Energa w 2018 r.

Działalność operacyjna



Liczba PPE¹ na koniec 2018 roku w Linii Biznesowej Sprzedaż przekroczyła rekordowy poziom 3,05 mln, co oznacza wzrost o ponad 20 tys. w ciągu roku



W roku 2018 zakontraktowano na rok bieżący i rok kolejny odpowiednio 7% i 27% więcej PPE niż w roku 2017. Rekordowy rok dla sprzedaży produktów powiązanych z energią – ponad 200 tys. umów



Rozwinęliśmy usługę live chat -3000 klientów miesięcznie - wskaźnik NPS² sięga 92%. Wdrożenie 15 robotów skracających czas obsługi klienta o 70%, spadek reklamacji o ponad 30% r/r



Wzrost sprzedaży ofert indeksowanych³ dla klientów biznesowych. Już ponad 50% wolumenu jest sprzedawane w ramach ofert indeksowanych



Znaczący postęp w zakresie customer experience. Wzrost NPS o 20%

1- PPE – Punkt Poboru Energii

2 – Net Promoters Score

3 – Oferta sprzedaży energii po cenie przyszłej

Projekt "Ostrołęka C" – status



Przygotowanie, budowa i eksploatacja Ostrołęki C, tj. bloku energetycznego o mocy ok. 1 000 MWe o wartości 6 mld zł

- Podpisanie umowy inwestycyjnej pomiędzy Energa S.A., Enea S.A. i Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. w dniu 8 grudnia 2016 r.
- Wybór generalnego wykonawcy, konsorcjum GE Power Sp. z o.o. i Alstom Power System S.A.S.
- Wydanie polecenia rozpoczęcia prac związanych z budową Elektrowni Ostrołęka C
- Warunki finansowania

Działania innowacyjne w Enerdze

Smart Grid

Automatyzacja sieci SN
- największy tego typu projekt w Polsce, 85% dofinansowania z UE

Magazyn energii

na Farmie Wiatrowej Bystra- projekt NEDO

Energa Living Lab

Kontrola bieżącego zużycia energii elektrycznej

System Soral

Pozwalający ocenić ryzyko awarii linii kablowych SN

Stacje ładowania

54 stacje ładowania pojazdów elektrycznych w 2019 r.

PYLON

katalog konstrukcji wsporczych dla linii elektroenergetycznych 110 kV

Upgrid

nowe funkcjonalności związane z zarządzaniem siecią nN i SN

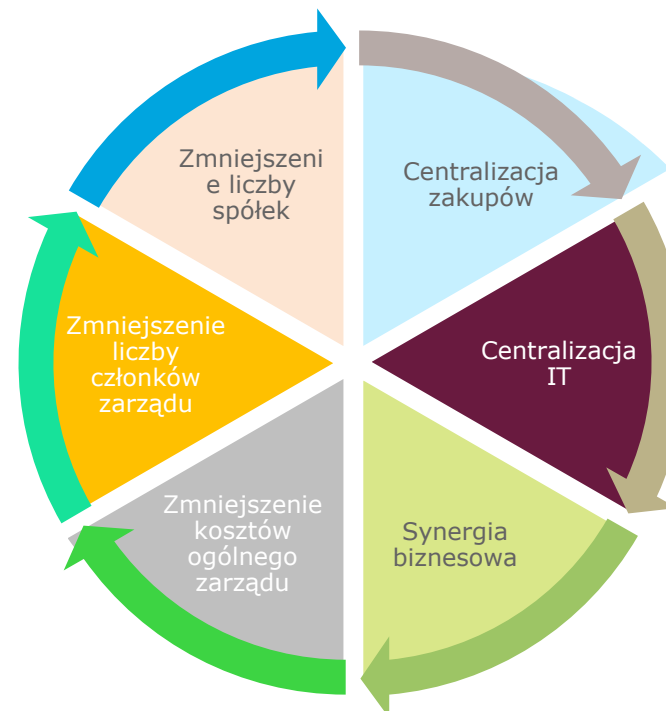
LOB

Lokalny Obszar Bilansowania
- poprawa bezpieczeństwa i jakości dostaw energii

Wdrożenie optymalnej struktury oraz racjonalizacja zarządzania kosztami w Grupie Energa

Założenia i cele optymalnej struktury Grupy Energa

- 1 Wzmocnienie nadzoru właścicielskiego i operacyjnego
- 2 Optymalizacja zarządzania Grupą
- 3 Ujednolicenie wewnętrznych procesów i systemów
- 4 Eliminacja dublujących się procesów biznesowych
- 5 Uzyskanie synergii biznesowej w ramach Grupy
- 6 Optymalizacja kosztów funkcjonowania spółek
- 7 Wzmacnianie bezpieczeństwa majątku energetycznego
- 8 Koncentracja kompetencji w połączonych podmiotach



Poprawa efektywności w Grupie, kolejne kroki

Analiza obszarów z
możliwością
redukcji kosztów



Raport końcowy



Wybór
Cost Managera



Wdrożenie
procesów



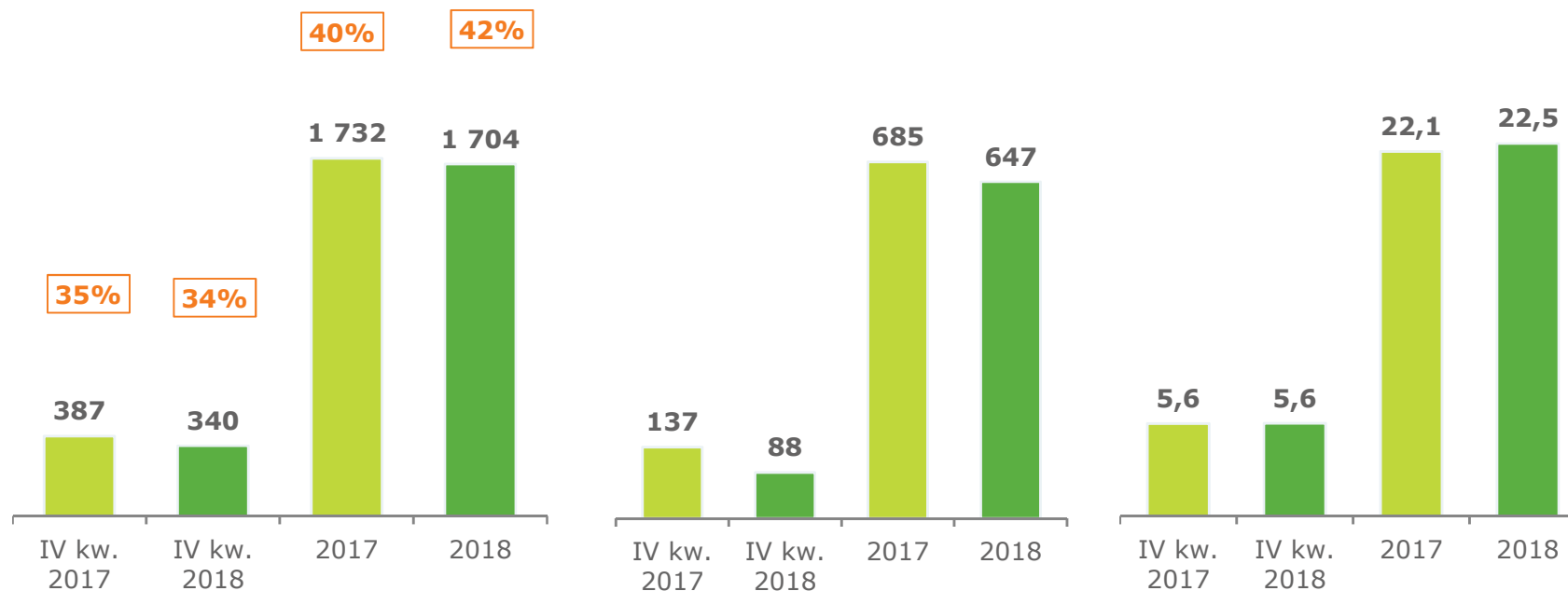
Kluczowa Linia Biznesowa Dystrybucja

EBITDA (mln zł)

Wynik netto (mln zł)

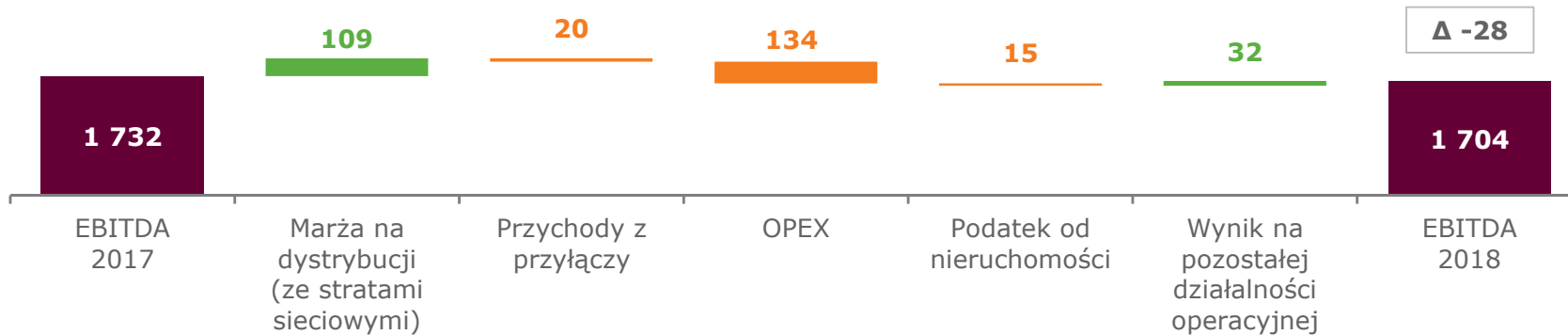
Dystrybucja ee (TWh)

□ Marża EBITDA

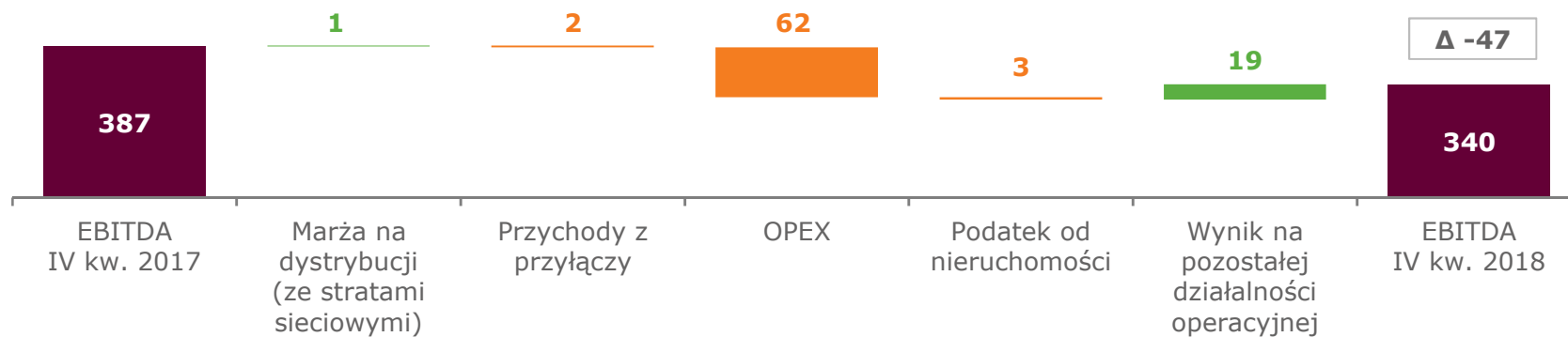


EBITDA Dystrybucji

EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja 12 m-cy (mln zł)



EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja IV kw. (mln zł)

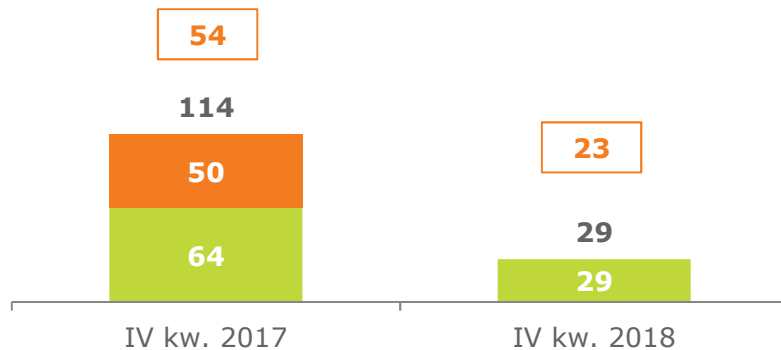


- Wzrost marży na dystrybucji, jako efekt wzrostu wolumenu
- Wzrost kosztów OPEX (m.in. świadczenia dla pracowników, usługi obce oraz odpisy aktualizujące)

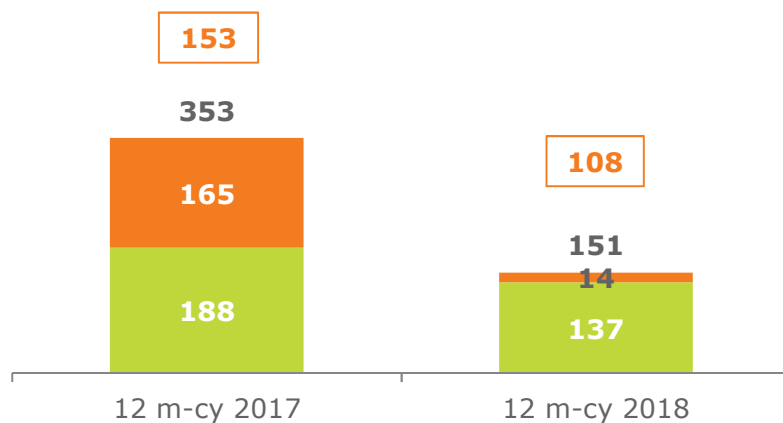
Wskaźniki niezawodności

SAIDI (liczba min./odb.)

SAIDI (planowane, nieplanowane i katastrofalne)

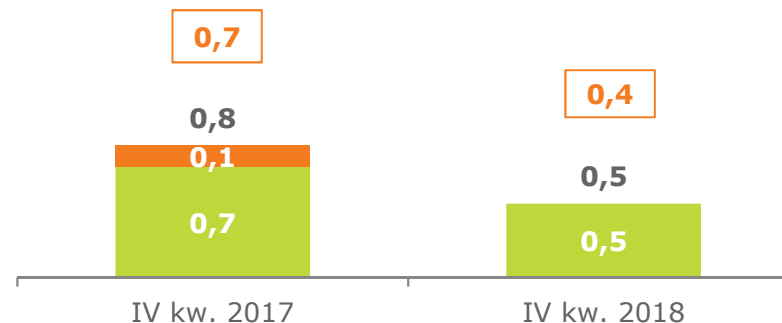


SAIDI (planowane, nieplanowane i katastrofalne)

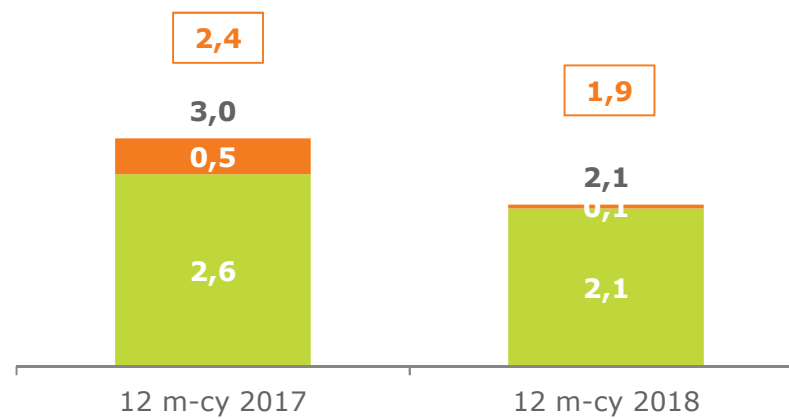


SAIFI (liczba zakłóceń/odb.)

SAIFI (planowane, nieplanowane i katastrofalne)



SAIFI (planowane, nieplanowane i katastrofalne)



■ bez awarii masowych ■ awarie masowe

□ - SAIDI/SAIFI bez awarii masowych - WN i SN **13**

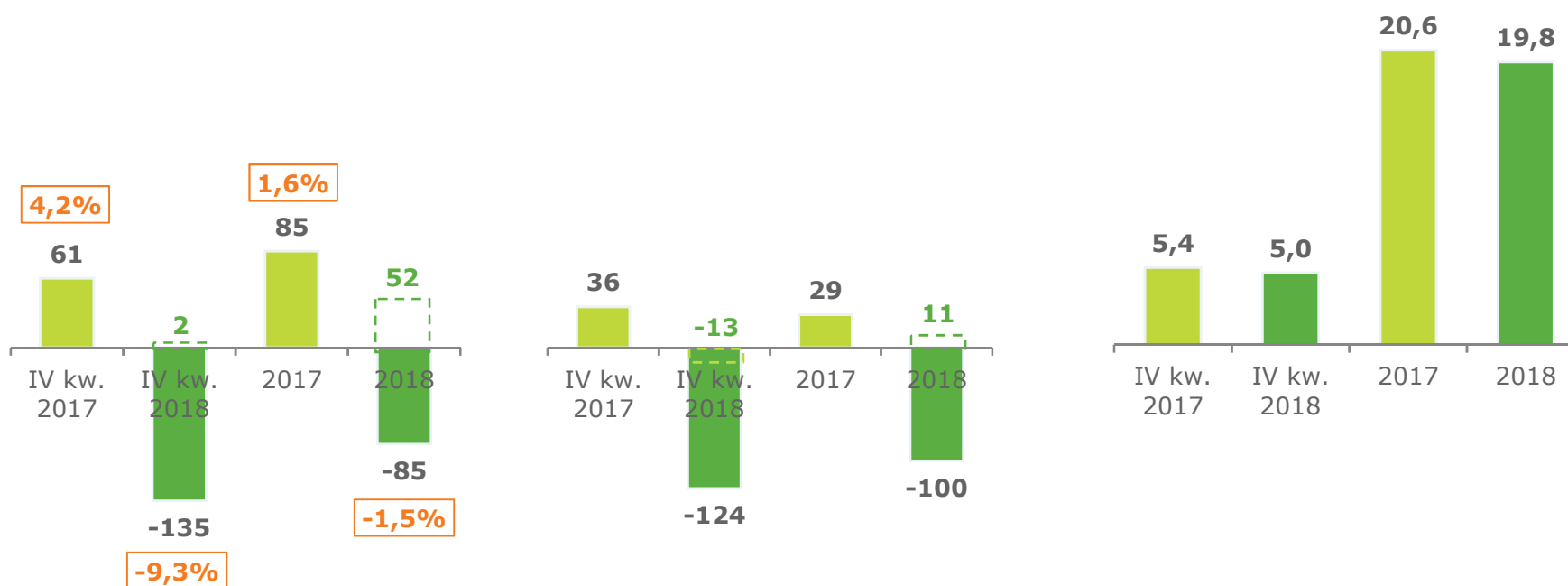
Wyniki finansowe w Sprzedaży pod presją zdarzeń jednorazowych oraz wysokich cen zakupu energii na rynku

EBITDA (mln zł)

Wynik netto (mln zł)

Sprzedaż detaliczna ee (TWh)

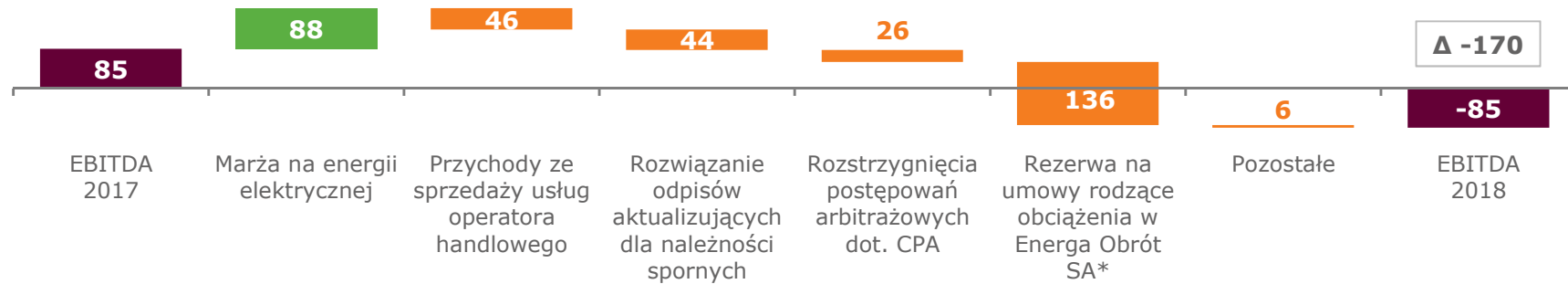
□ - Marża EBITDA



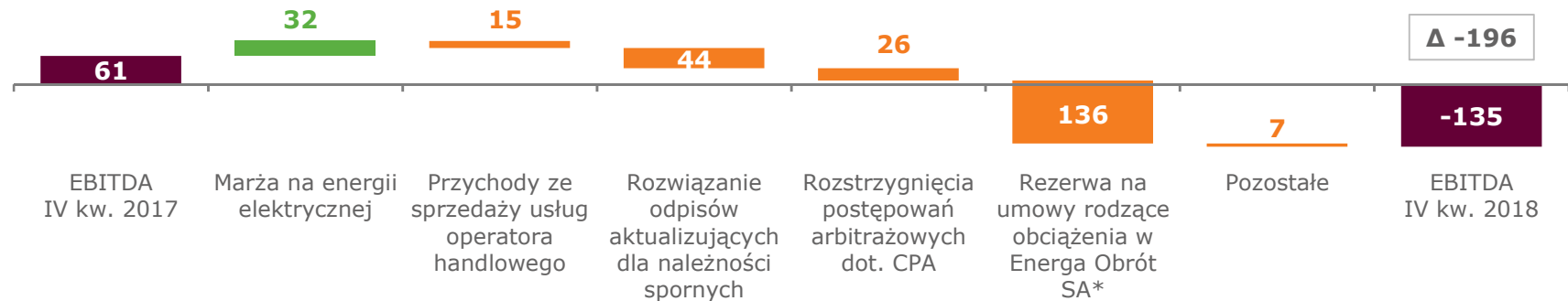
□ Poziom EBITDA oraz wyniku netto przed zawiązaniem rezerw na umowy rodzące obciążenia w Energa Obrót SA, w związku z wdrożeniem Ustawy z 28 grudnia 2018 roku o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw

EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż

EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż 12 m-cy (mln zł)



EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż IV kw. (mln zł)

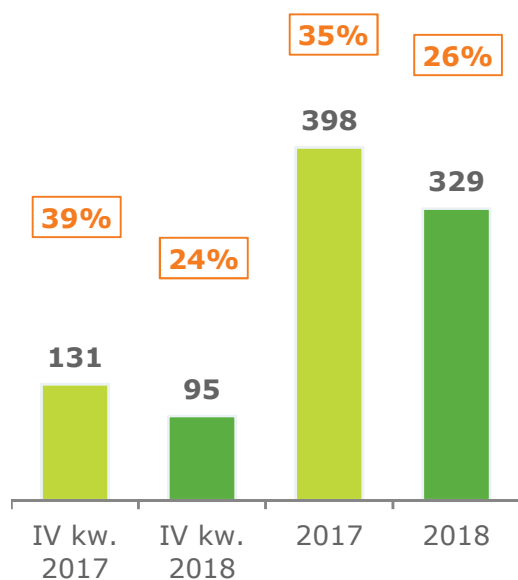


- Zdarzenia o charakterze jednorazowym (rezerwa na umowy rodzące obciążenia w Energa Obrót SA, rozwiązanie odpisów aktualizujących oraz rozstrzygnięcia dotyczące CPA)
- Wysokie ceny zakupu energii elektrycznej na rynku neutralizowały pozytywny efekt ograniczenia dodatkowych obciążeń
- Niższe przychody ze sprzedaży usług operatora handlowego – efekt ograniczenia obowiązków Sprzedawcy Zobowiązanego

Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie

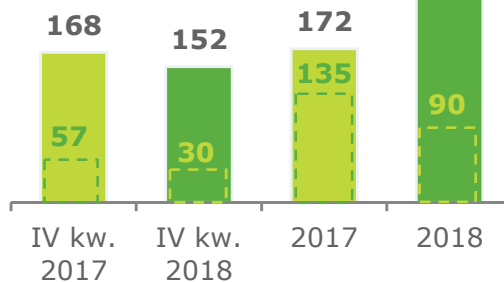
EBITDA (mln zł)

□ - Marża EBITDA



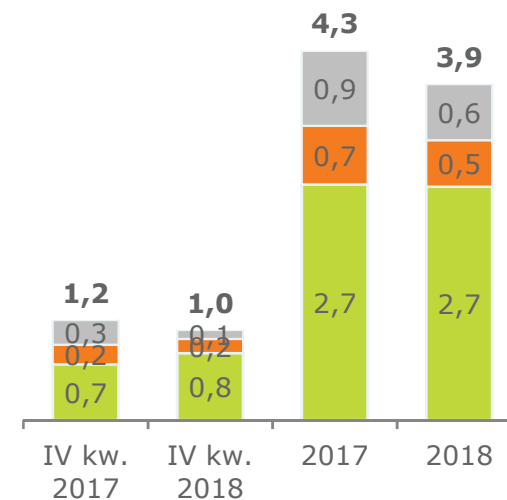
Wynik netto (mln zł)

□ - Wynik netto przed odpisami



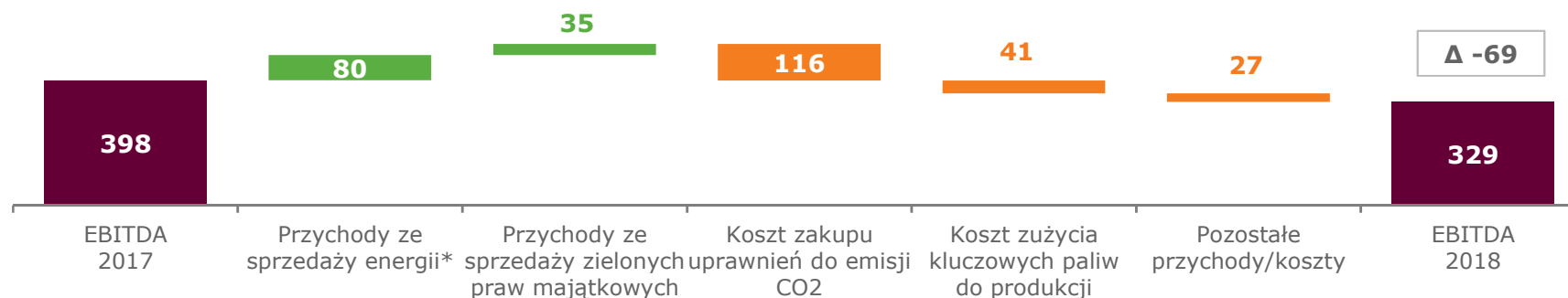
Produkcja ee brutto (TWh)

■ OZE bez wsparcia
 ■ OZE ze wsparciem
 ■ Produkcja energii konwencjonalnej

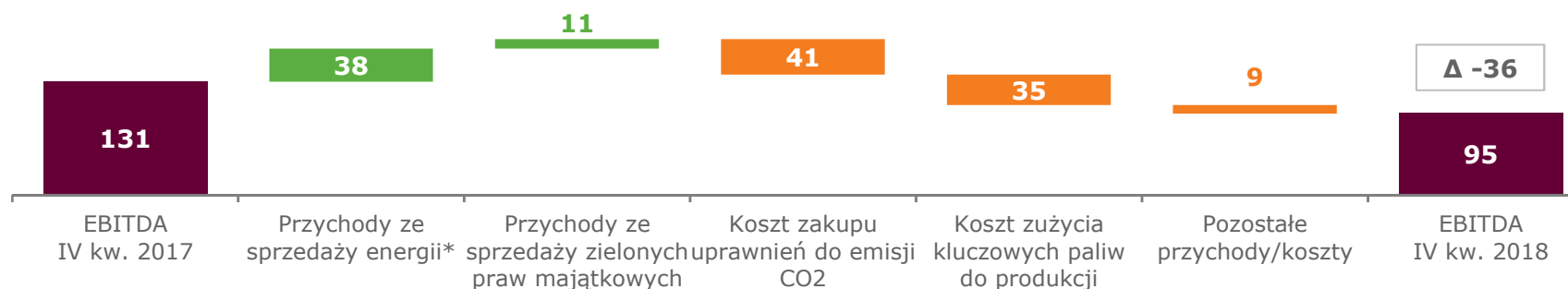


EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie

EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie 12 m-cy (mln zł)



EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie IV kw. (mln zł)

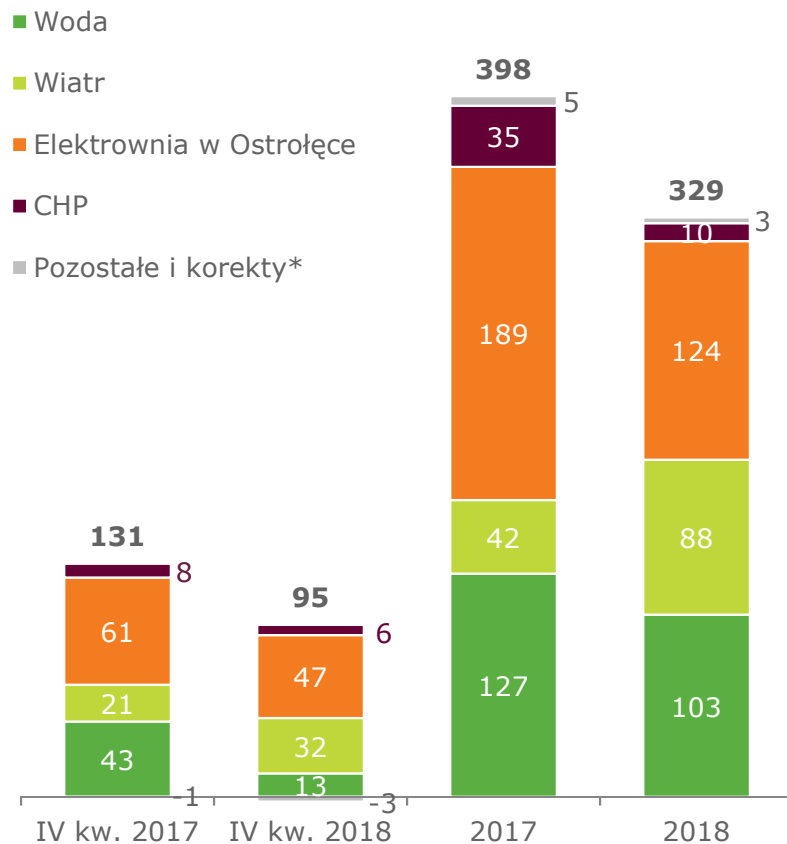


*uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

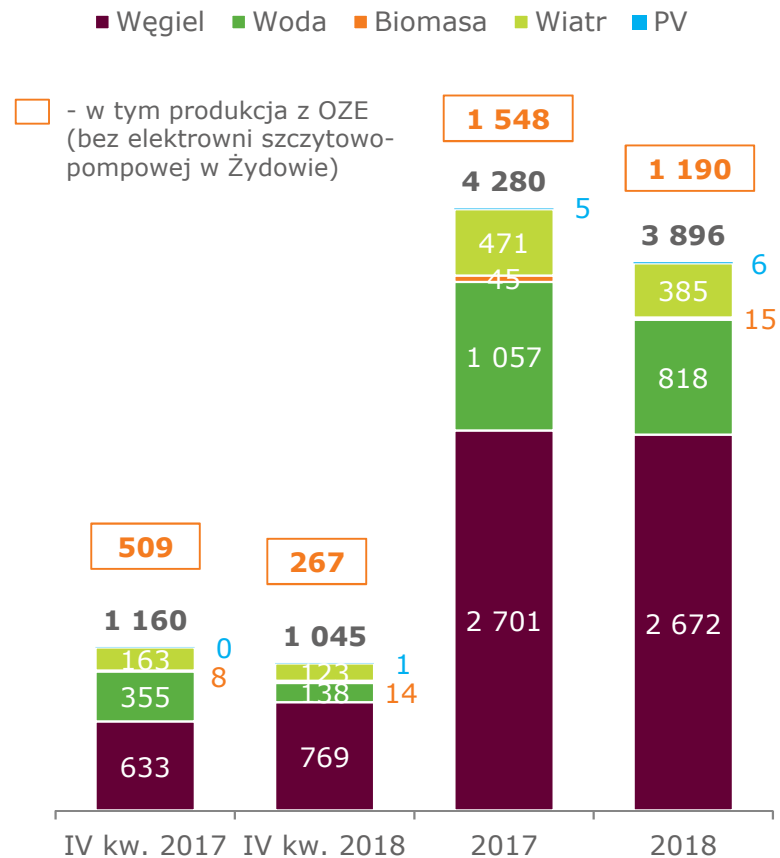
- Wyższe ceny rynkowe sprzedaży energii (głównie w elektrowni Ostrołęka) oraz praw majątkowych
- Wyższe ceny uprawnień do emisji oraz węgla

Produkcja wg głównych typów źródeł

EBITDA w podziale na obszary wytwarzania (mln zł)



Produkcja brutto ee według paliw (GWh)



* w kategorii pozostałe i korekty ujęto spółki świadczące usługi na rzecz Linii Biznesowej Wytwarzanie, spółki celowe budujące nowe źródła wytwórcze w Grupie Energa, farmy PV, a także eliminacje transakcji wzajemnych pomiędzy obszarami wytwarzania

Realizacja 1 668 mln zł nakładów inwestycyjnych w 2018 roku

Łączne nakłady inwestycyjne Grupy Energa w 2018 roku wyniosły **1 668 mln zł**.

Kluczowe inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja:

1. **506 mln zł** rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców
2. **662 mln zł** modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw
3. **40 mln zł** pozostałe nakłady na innowacyjne technologie i rozwiązania sieciowe (Smart Grid)

w wyniku których:

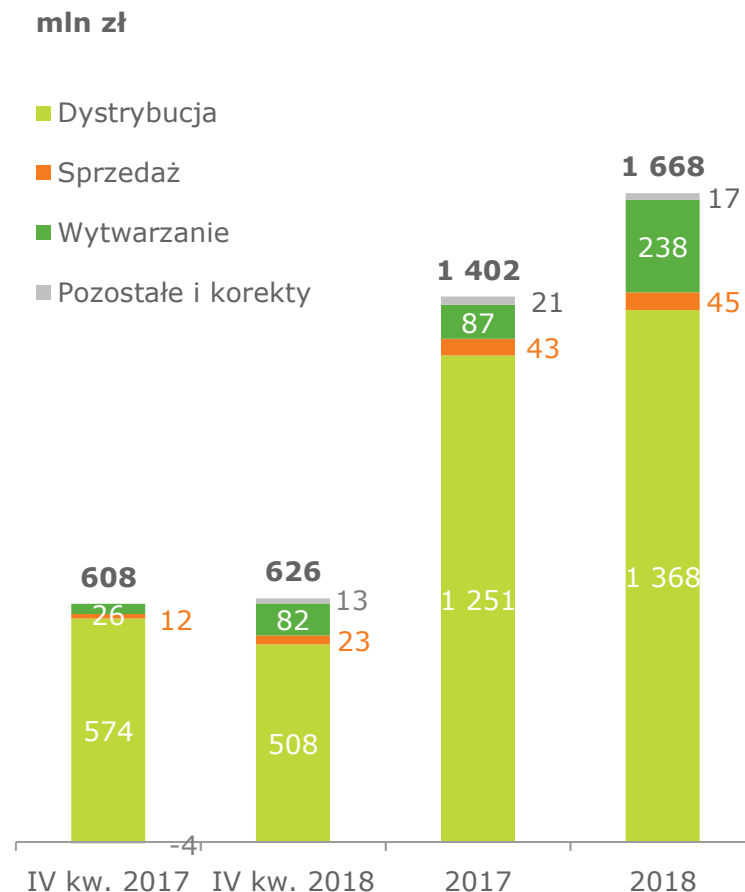
- a. **przyłączono 56,3 tys. nowych klientów**
- b. **wybudowano i zmodernizowano 5 322 km linii** wysokiego, średniego i niskiego napięcia
- c. **przyłączono do sieci 59,2 MW nowych źródeł OZE**

Kluczowe inwestycje w Linii Biznesowej Wytwarzanie:

w Elektrowni Ostrołęka B

- a. **55 mln zł** remonty kapitalne
- b. **27 mln zł** instalacja redukcji Nox
- c. **24 mln zł** modernizacja elektrofiltrów
- d. **38 mln zł** budowa IOS II (system odsiarczania spalin)

w Energa Kogeneracja - **29 mln zł** optymalizacja kotła parowego bloku biomasowego BB20p



Czynniki istotne dla wyników Grupy Energa w perspektywie 2019 roku

Ponoszenie wydatków na sieć w związku z wymogami regulacji jakościowej w Linii Biznesowej Dystrybucja

Kształtowanie się cen energii na rynku terminowym, SPOT i bilansującym

Kształtowanie się cen uprawnień do emisji CO2

Konsekwencje wynikające z decyzji o uznaniu długoterminowych kontraktów na zakup „zielonych” certyfikatów za nieważne

Efekty zakończenia sporów sądowych i zawarcia nowych umów na zakup praw majątkowych

Oplaty za służebność przesyłu

Rosnąca konkurencja na rynku sprzedawców energii elektrycznej

Poziom pracy w wymuszeniu w Elektrowni Ostrołęka B

Warunki pogodowe i hydrometeorologiczne

Faktycznie zrealizowana stawka i wolumen operacyjnej rezerwy mocy

Operacyjne wdrożenie Ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie Ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw

Wyniki finansowe Grupy Energa za 12 miesięcy 2018 roku



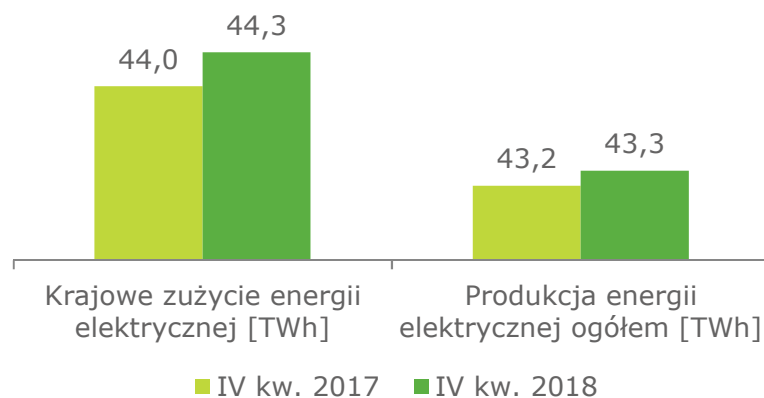
@EnergaSA

#EnergaWyniki

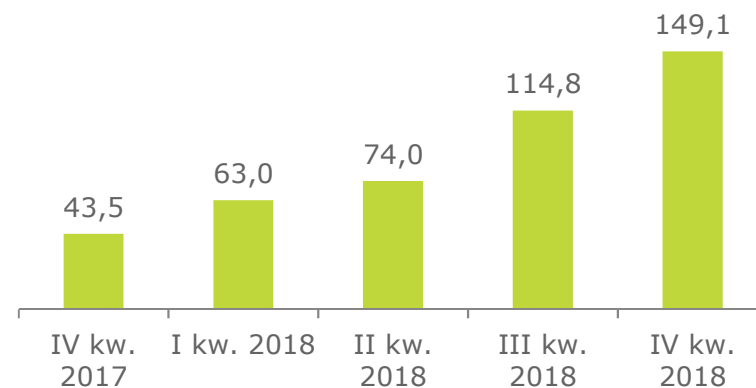
Informacje dodatkowe

Dane rynkowe

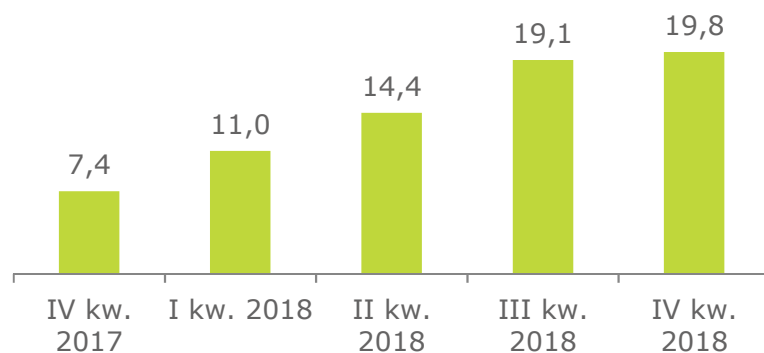
Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej



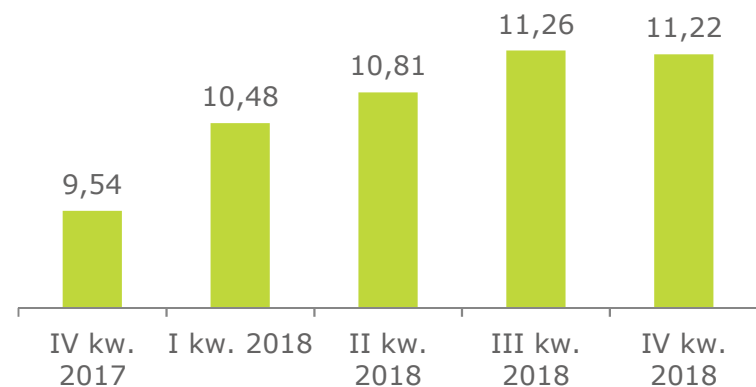
Ceny zielonych praw majątkowych (PMOZE_A zł/MWh)



Uprawnienia do emisji (Euro/tonę)



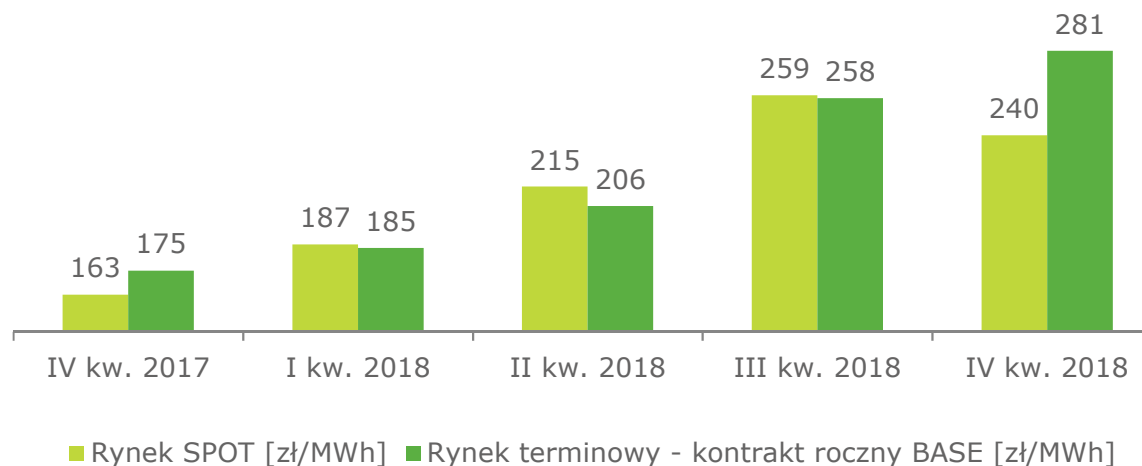
Ceny sprzedaży węgla (PSCMI zł/GJ)



Dalszy wzrost cen energii w IV kw. 2018 roku

Ceny energii na rynku SPOT i terminowym

Ceny energii na rynku SPOT i terminowym



Główne determinanty wzrostu cen energii:

- Dynamiczny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ oraz wzrost cen węgla
- Wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną

Kluczowe aktywa Grupy Energa

Dystrybucja

1. 188 tys. km linii energetycznych
2. 22,5 TWh - dostarczona energia elektryczna w 2018 roku (5,6 TWh w IV kw. 2018 roku)
3. Zasięg 75 tys. km²

Wytwarzanie*

1. Elektrownie wodne
 - a) Włocławek (162 MW)
 - b) Mniejsze jednostki wytwórcze (46 MW)
 - c) Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie (157 MW)
2. 5 farm wiatrowych (łącna 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 (681 MWe, 220 MWt)
5. Pozostałe elektrociepłownie i ciepłownie (82 MWe, 442 MWt)

Sprzedaż

1. 3,05 mln PPE
2. 19,8 TWh – sprzedaż detaliczna w 2018 roku (5,0 TWh w IV kw. 2018 roku)

* moc zainstalowana



Ciepłownia



Węgiel



Elektrownia szczytowo-pompowa



Elektrownia systemowa



Siedziba Energa SA



Mała elektrownia wodna



Duża elektrownia wodna

Dystrybucja energii elektrycznej



Elektrociepłownia



Farma wiatrowa

Sprzedaż energii elektrycznej



Farma fotowoltaiczna



Biomasa

Podsumowanie IV kwartału 2018 roku

mln zł	Dystrybucja*			Sprzedaż			Wytwarzanie		
	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana (%)	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana (%)	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	1 097	1 008	-8%	1 457	1 455	0%	340	394	16%
EBITDA	387	340	-12%	61	-135	<-100%	131	95	-27%
<i>Marża EBITDA</i>	<i>35,3%</i>	<i>33,7%</i>	<i>Δ -1,6 p.p.</i>	<i>4,2%</i>	<i>-9,3%</i>	<i>Δ -13,5 p.p.</i>	<i>38,5%</i>	<i>24,1%</i>	<i>Δ -14,4 p.p.</i>
EBIT	197	145	-26%	46	-147	<-100%	229	201	-12%
Wynik netto	137	88	-36%	36	-124	<-100%	168	152	-10%
<i>Marża zysku netto</i>	<i>12,5%</i>	<i>8,7%</i>	<i>Δ -3,8 p.p.</i>	<i>2,5%</i>	<i>-8,5%</i>	<i>Δ -11 p.p.</i>	<i>49,4%</i>	<i>38,6%</i>	<i>Δ -10,8 p.p.</i>
CAPEX	574	508	-11%	12	23	92%	26	82	>100%

mln zł	Wytwarzanie, w tym:											
	Woda			Wiatr			Elektrownia w Ostrołęce			CHP		
	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana (%)	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana (%)	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana (%)	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	71	38	-46%	35	46	32%	178	245	37%	50	56	12%
EBITDA	43	13	-69%	21	32	51%	61	47	-23%	8	6	-25%
<i>Marża EBITDA</i>	<i>60,2%</i>	<i>34,4%</i>	<i>Δ -25,8 p.p.</i>	<i>60,0%</i>	<i>68,5%</i>	<i>Δ 8,5 p.p.</i>	<i>34,2%</i>	<i>19,2%</i>	<i>Δ -15,0 p.p.</i>	<i>15,5%</i>	<i>10,4%</i>	<i>Δ -5,1 p.p.</i>
EBIT	35	6	-83%	77	159	>100%	114	35	-69%	-1	-2	-48%
CAPEX	7	3	-57%	0	9	>100%	13	61	>100%	9	16	82%

Podsumowanie 2018 roku

mln zł	Dystrybucja*			Sprzedaż			Wytwarzanie		
	2017	2018	Zmiana (%)	2017	2018	Zmiana (%)	2017	2018	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	4 300	4 028	-6%	5 316	5 529	4%	1 148	1 256	9%
EBITDA	1 732	1 704	-2%	85	-85	<-100%	398	329	-17%
<i>Marża EBITDA</i>	<i>40,3%</i>	<i>42,3%</i>	<i>Δ 2 p.p.</i>	<i>1,6%</i>	<i>-1,5%</i>	<i>Δ -3,1 p.p.</i>	<i>34,7%</i>	<i>26,2%</i>	<i>Δ -8,5 p.p.</i>
EBIT	968	944	-2%	38	-127	<-100%	287	430	50%
Wynik netto	685	647	-6%	29	-100	<-100%	172	306	78%
<i>Marża zysku netto</i>	<i>15,9%</i>	<i>16,1%</i>	<i>Δ 0,2 p.p.</i>	<i>0,5%</i>	<i>-1,8%</i>	<i>Δ -2,3 p.p.</i>	<i>15,0%</i>	<i>24,4%</i>	<i>Δ 9,4 p.p.</i>
CAPEX	1 251	1 368	9%	43	45	5%	87	238	>100%

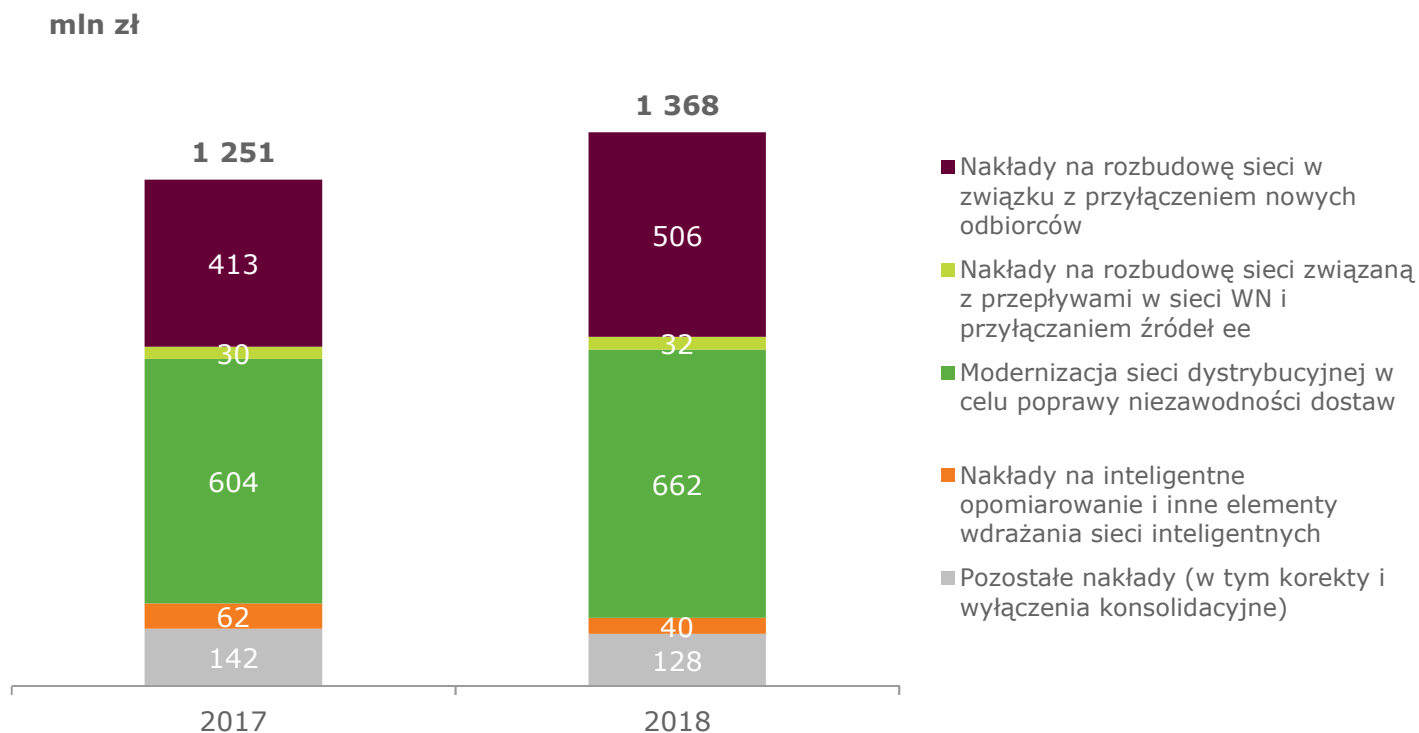
mln zł	Wytwarzanie, w tym:											
	Woda			Wiatr			Elektrownia w Ostrołęce			CHP		
	2017	2018	Zmiana (%)	2017	2018	Zmiana (%)	2017	2018	Zmiana (%)	2017	2018	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	215	193	-10%	94	122	30%	659	746	13%	163	163	0%
EBITDA	127	103	-18%	42	88	>100%	189	124	-34%	35	10	-71%
<i>Marża EBITDA</i>	<i>58,9%</i>	<i>53,5%</i>	<i>Δ -5,4 p.p.</i>	<i>44,4%</i>	<i>72,0%</i>	<i>Δ 27,6 p.p.</i>	<i>28,7%</i>	<i>16,7%</i>	<i>Δ -12,0 p.p.</i>	<i>21,2%</i>	<i>6,3%</i>	<i>Δ -14,9 p.p.</i>
EBIT	94	72	-24%	2	305	>100%	195	64	-67%	-1	-22	<-100%
CAPEX	13	11	-14%	0	9	>100%	49	168	>100%	20	47	>100%

Struktura kosztów operacyjnych Grupy Energa

mIn zł	IV kw. 2017	IV kw. 2018	2017	2018
Amortyzacja rzeczowych aktywów trwałych, aktywów niematerialnych i nieruchomości inwestycyjnych	242	249	973	967
Zużycie materiałów i energii	183	305	687	772
w tym energia elektryczna dotycząca różnicy bilansowej	85	88	240	226
w tym zużycie paliw (z transportem)	77	112	326	368
Usługi obce	447	391	1 580	1 342
w tym opłaty przesyłowe i tranzytowe*	270	187	1 060	755
Podatki i opłaty	99	142	414	529
Koszty świadczeń pracowniczych	225	308	907	1 063
Odpisy aktualizujące	-154	-136	-30	-208
Pozostałe (w tym zmiana stanu produktów oraz koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby)	13	-92	-53	-114
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	1 299	1 210	4 804	4 642
Koszty operacyjne	2 354	2 377	9 282	8 993

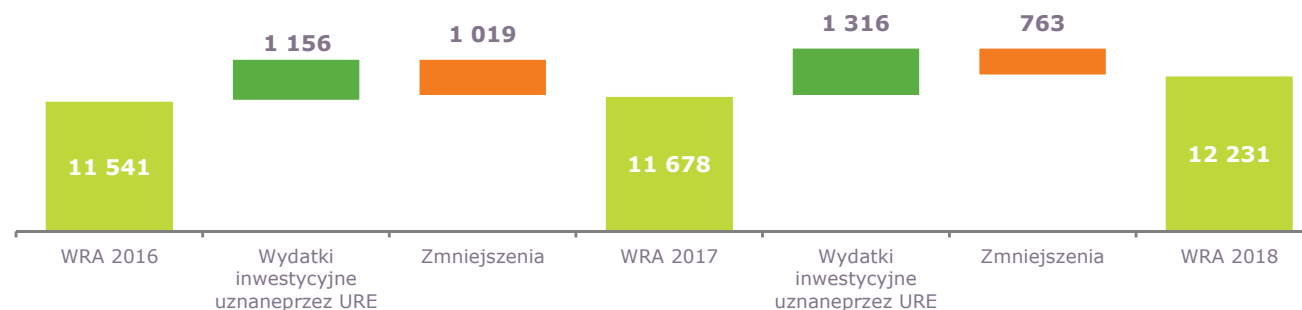
* Spadek poziomu kosztów usług obcych wynika przede wszystkim ze zmiany prezentacji kosztów z tytułu opłaty przejściowej – przychody korygowane są in minus o wartość opłaty przejściowej prezentowanej uprzednio w kosztach.

Aktualna struktura nakładów inwestycyjnych Linii Biznesowej Dystrybucja



Wartość Regulacyjna Aktywów

WRA



Zwrot z WRA

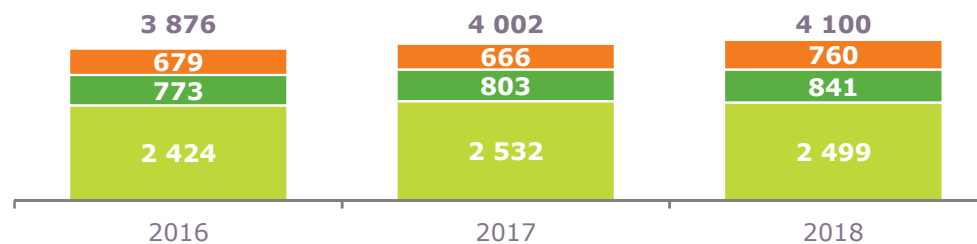
„Standard”

„ujęte w taryfie”

Efektywny zwrot z WRA

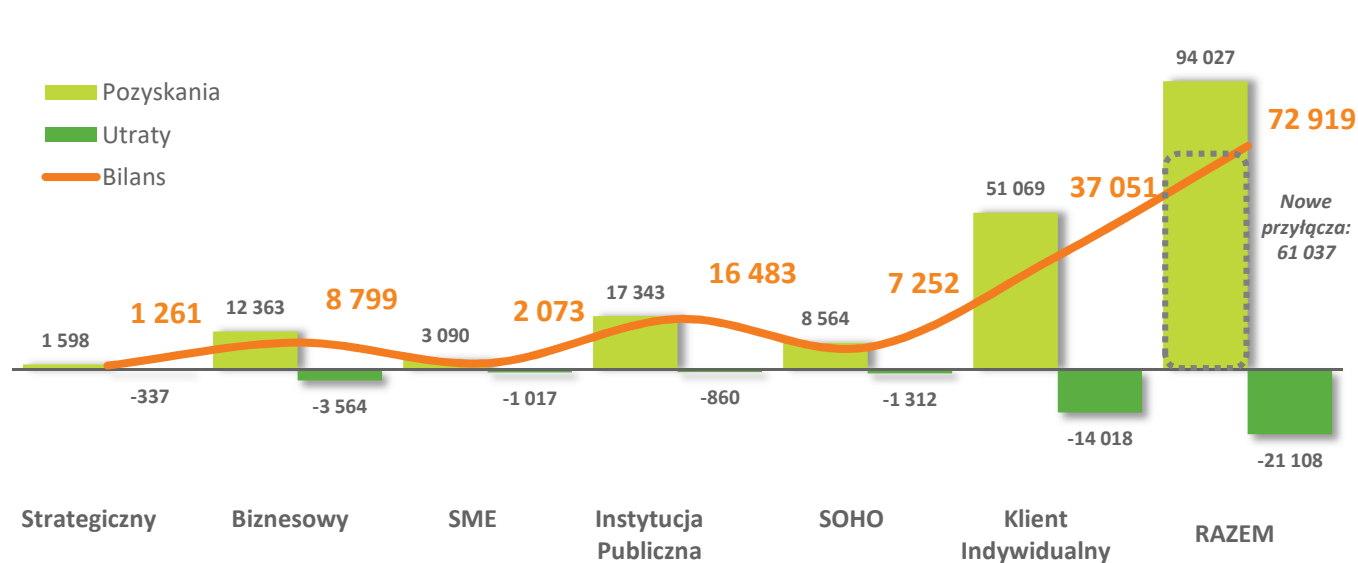
	2016	2017	2018
WACC	5,68%	5,63%	6,02%
Stopa wolna od ryzyka	2,95%	2,91%	3,26%
Q (Wskaźnik jakościowy)	-	-	1,00
WR (Wskaźnik regulacyjny)	1,00	0,99	1,01
Zwrot z kapitału na bazie WRA	679	673	752
Zwrot z zaangażowanego kapitału	679	666	760
Efektywny zwrot z WRA	5,88%	5,71%	6,21%

Przychód regulowany

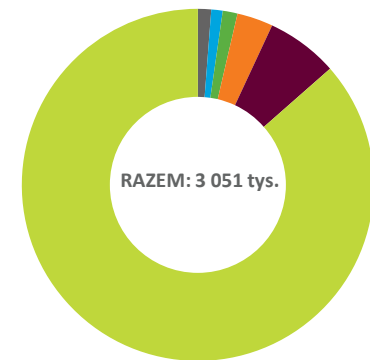


■ Pozostałe koszty ■ Amortyzacja ■ Zwrot z WRA

Bilans pozyskań i utrat PPE za okres: 01.01.2018r. - 31.12.2018r. wg deklarowanej daty rozpoczęcia/zakończenia sprzedaży po dniu 1.01.2018 roku



Szacowana liczba PPE na 31 grudnia 2018 roku

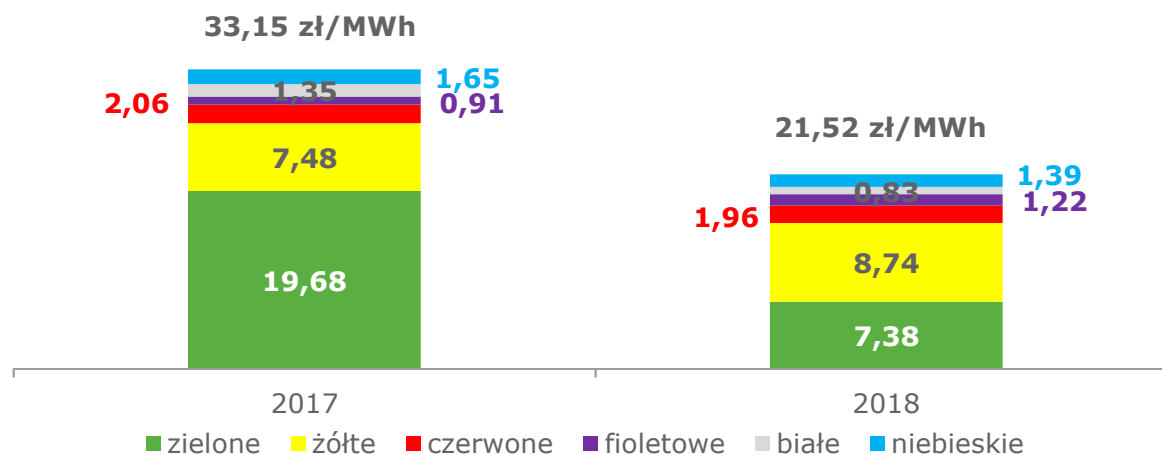


Strategiczny | 37,1 tys.
 Biznesowy | 32,8 tys.
 SME | 40,4 tys.
 Instytucje Publiczne | 102,0 tys.
 SOHO | 202,8 tys.
 Klient Indywidualny | 2 635,8 tys.

Źródło: BINOCLE Analytics na podstawie danych z aplikacji zmiany sprzedawcy nTPA, zgłoszeń IZZ EOP i CRM SRS.

Kluczowe dane operacyjne Linii Biznesowej Sprzedaż

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



	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana (%)	2017	2018	Zmiana (%)
Sprzedaż energii elektrycznej przez Segment Sprzedaży (GWh)	6 598	6 204	-6%	23 815	23 769	0%
<i>w tym sprzedaż detaliczna</i>	<i>5 382</i>	<i>5 027</i>	<i>-7%</i>	<i>20 615</i>	<i>19 777</i>	<i>-4%</i>
Średnia cena zakupu energii elektrycznej bez PM (zł/MWh)	172,1	200,8	17%	172,7	188,6	9%
Średnia cena zakupu energii elektrycznej z PM (zł/MWh)	198,1	204,8	3%	200,2	205,9	3%
Marża zmienna I stopnia energii elektrycznej*	4,1%	6,1%	Δ 2 p.p.	4,1%	5,5%	Δ 1,4 p.p.

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

Kluczowe dane operacyjne Linii Biznesowej Wytwarzanie

Zużycie paliw	IV kw. 2017	IV kw. 2018	Zmiana	Zmiana (%)	2017	2018	Zmiana	Zmiana (%)
Węgiel kamienny								
Ilość (tys. ton)	311,7	371,7	60,0	19%	1 280,4	1 296,9	16,6	1%
Koszt* (mln zł)	73,1	104,1	31,0	42%	306,3	356,8	50,5	16%
Koszt jednostkowy (zł/tonę)	234,6	280,2	45,6	19%	239,2	275,1	35,9	15%
Koszt jednostkowy (zł/MWh)**	75,0	93,1	18,1	24%	81,1	95,3	14,1	17%
Biomasa								
Ilość (tys. ton)	7,7	12,3	4,5	59%	46,1	13,2	-32,9	-71%
Koszt* (mln zł)	2,6	6,4	3,9	150%	16,0	6,7	-9,2	-58%
Koszt jednostkowy (zł/tonę)	331,6	522,4	190,8	58%	346,3	509,1	162,7	47%
Koszt jednostkowy (zł/MWh)**	128,7	239,4	110,7	86%	138,8	234,6	95,8	69%

* łącznie z kosztem transportu

** w odniesieniu do łącznej produkcji energii elektrycznej i ciepła

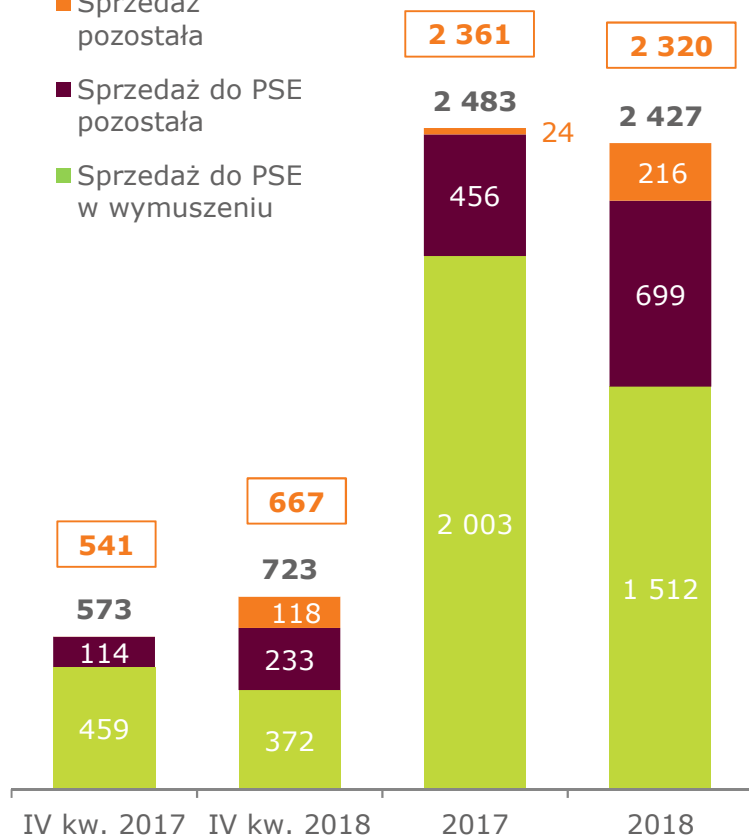
Uprawnienia do emisji CO ₂ w Segmencie Wytwarzania	IV kw. 2017	IV kw. 2018	2017	2018
Emisja CO₂ wszystkich instalacji (tys. ton), w tym:	641	763	2 650	2 640
Liczba przyznaných darmowych uprawnień do emisji	216	171	831	667
Liczba odpłatnych uprawnień do emisji	425	593	1 819	1 974
Koszt obowiązku umorzenia uprawnień do emisji CO₂ (mln zł)	13,7	54,6	48,5	164,2

Kluczowe dane operacyjne Energa Elektrownie Ostrołęka

Struktura sprzedaży (GWh)

☐ - Produkcja własna netto

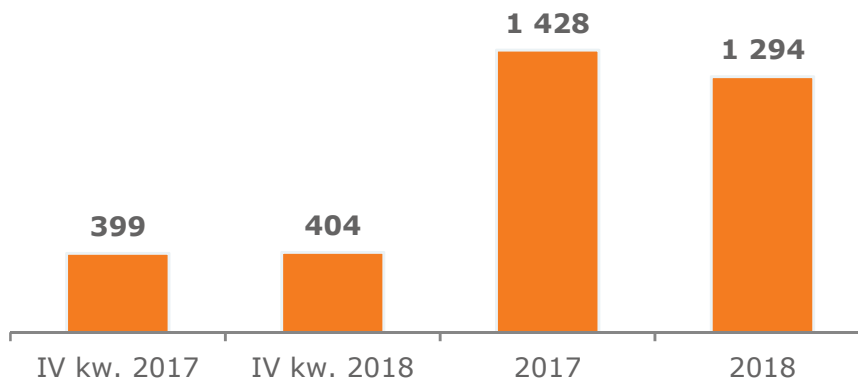
- Sprzedaż pozostała
- Sprzedaż do PSE pozostała
- Sprzedaż do PSE w wymuszeniu



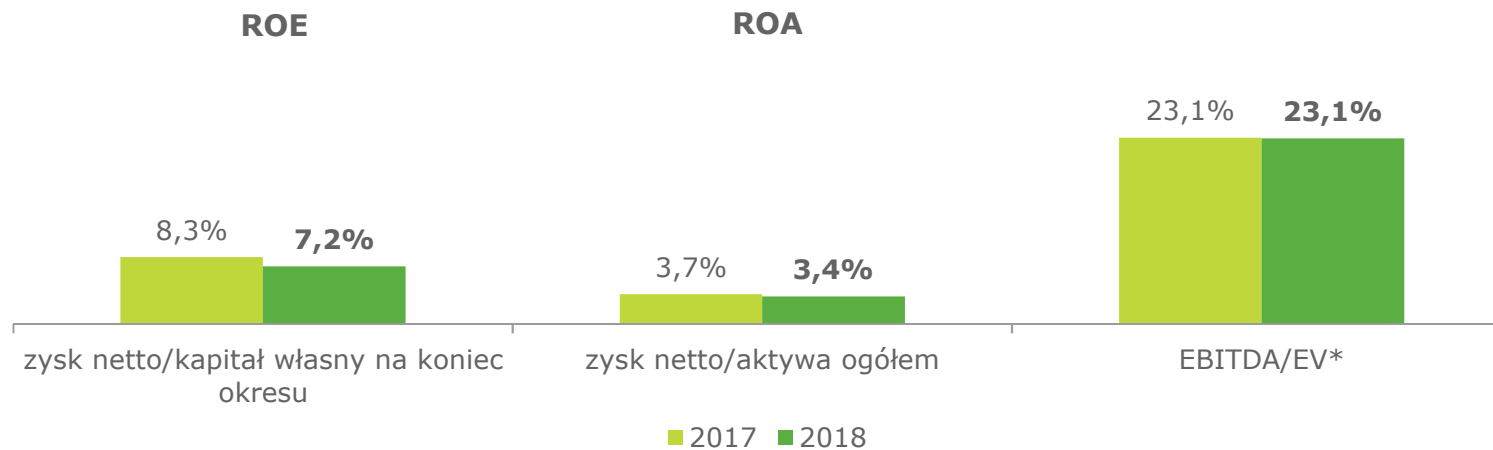
Wolumeny i koszty zużycia węgla w 2018 roku

	Jedn.	Węgiel
Zużycie ogółem	(tys. ton)	1 125,5
Koszt jedn. zużycia	(zł/tona)	271,4
Koszt zużycia paliwa ogółem	(mln zł)	305,5

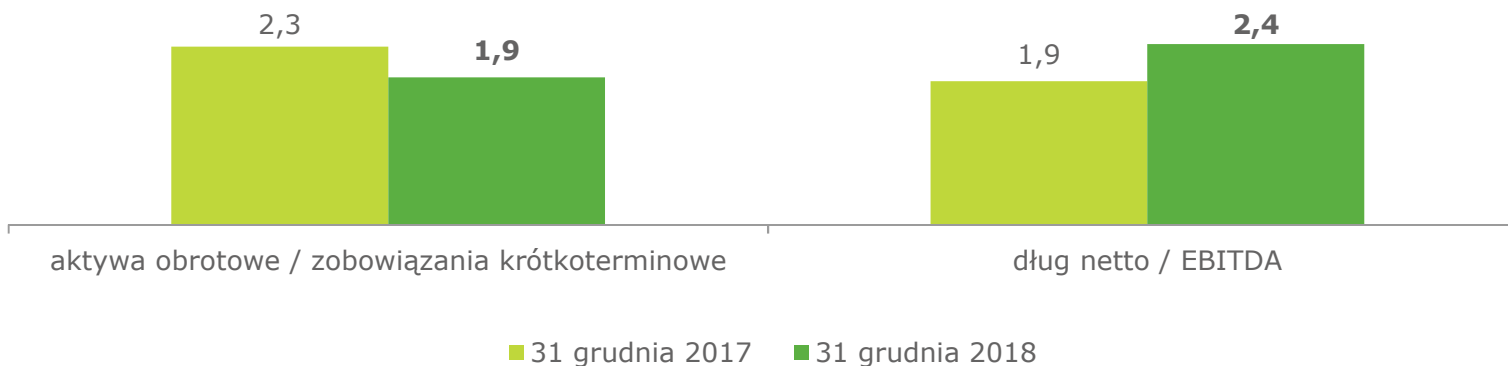
Produkcja ciepła brutto (TJ)



Wskaźniki rentowności i płynności



Wskaźnik płynności

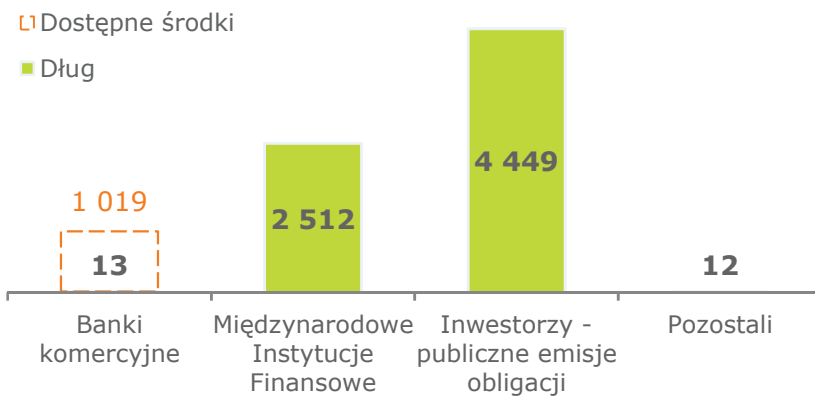


*wartość rynkowa + dług netto

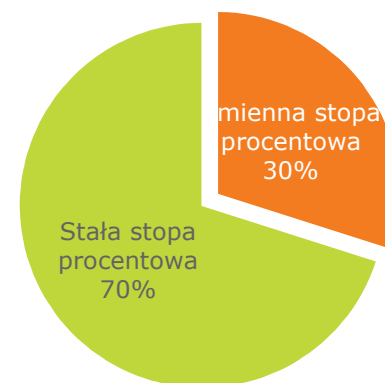
Struktura zadłużenia Grupy Energa

Stan na 31 grudnia 2018 roku

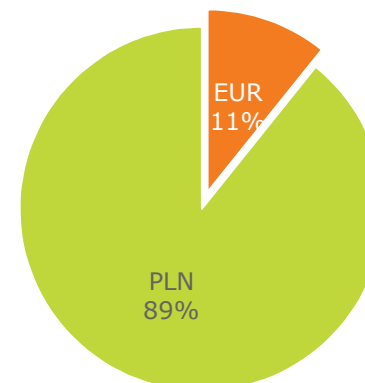
Struktura wg źródła



Struktura wg %

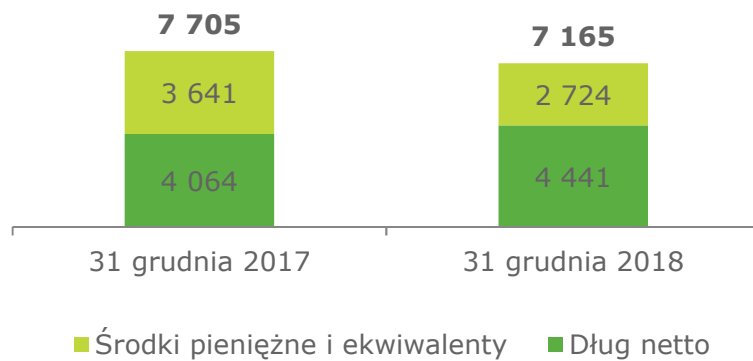


Struktura wg waluty długu

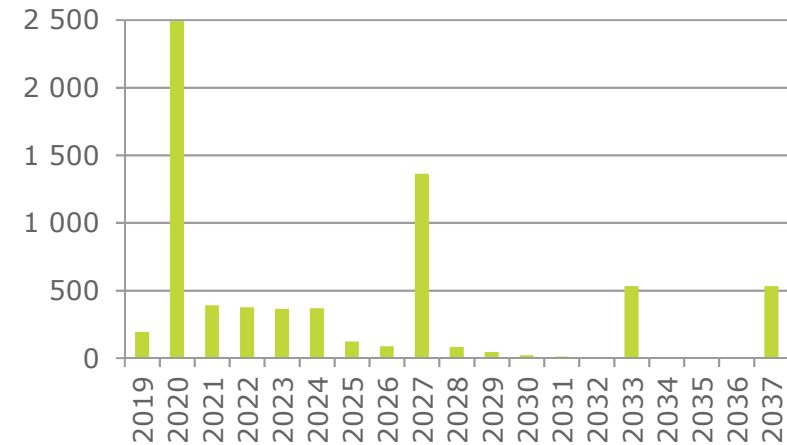


Bezpieczeństwo finansowe

Zadłużenie (mln zł)



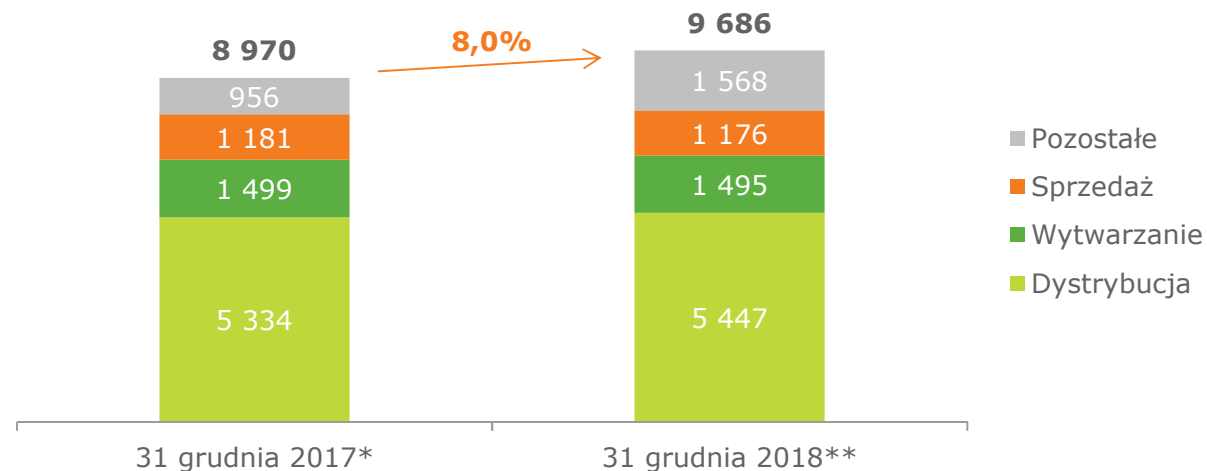
Wiekowanie długu (mln zł)



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

Zatrudnienie w Grupie Energa

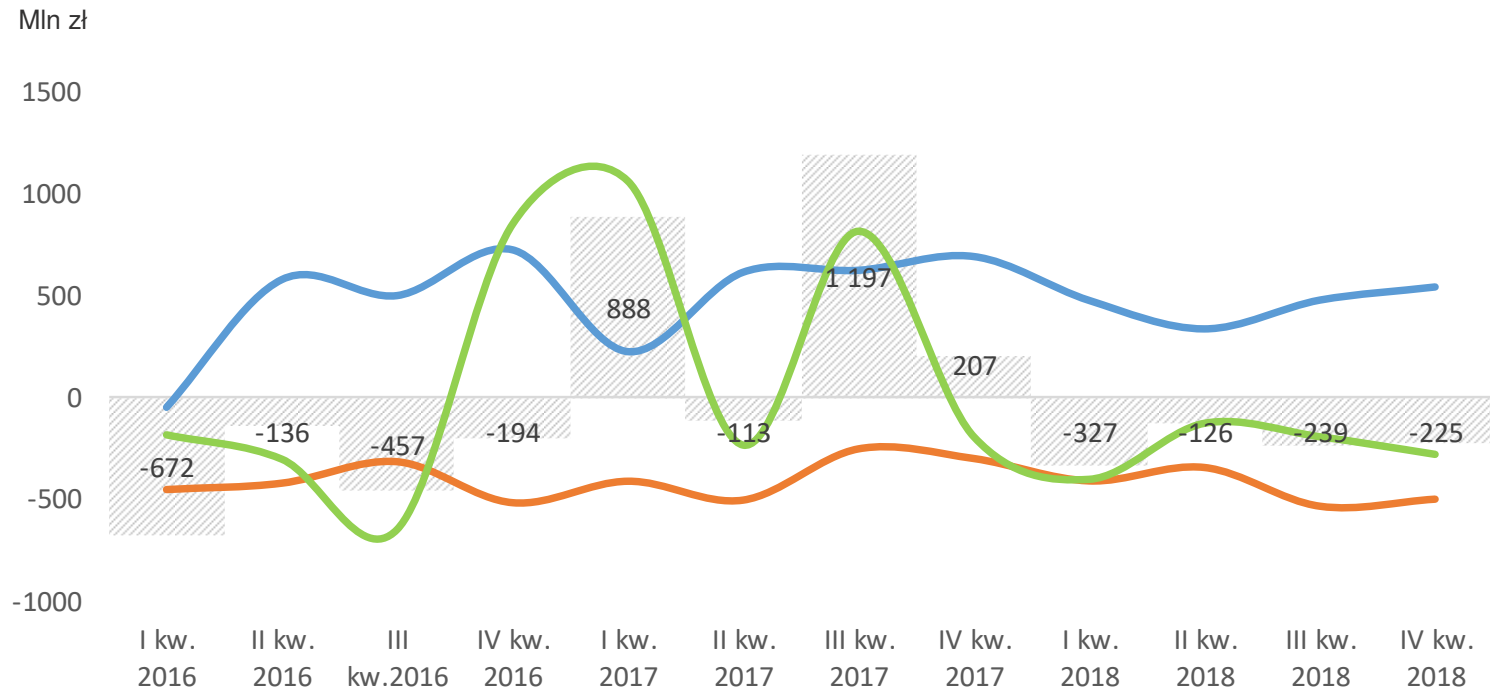
Zatrudnienie na koniec okresu w osobach



Główne przyczyny wzrostu zatrudnienia:

- Rozwój spółki Energa Ochrona Sp. z o.o., zajmującej się nadzorem nad mieniem i obiektami Spółek Grupy,
- Rozwój kompetencji w Grupie w zakresie usług projektowania linii elektroenergetycznych średnich i wysokich napięć oraz stacji GPZ dla Linii Biznesowej Dystrybucji,
- Realizacja polityki sukcesywnego zwiększania wykonywania usług dotychczas zleczanych na zewnątrz zasobami ludzkimi Grupy Energa, tj. przejście na umowę o pracę pracowników świadczących pracę ciągłą dla spółek Grupy z Agencji Pracy Tymczasowej,
- Działania mające na celu zniwelowanie luki kompetencyjnej oraz pokoleniowej w obszarze kadry elektromonterskiej i inżynieryjno-technicznej zatrudnionej w Linii Biznesowej Dystrybucji oraz Wytwarzaniu

Przepływy pieniężne netto



Stan środków na koniec okresu sprawozdawczego

986	850	393	1464	2352	2239	3436	3643	3316	3190	2951	2726
-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych
 Działalność operacyjna
 Działalność inwestycyjna
 Działalność finansowa

Zespół relacji inwestorskich oraz kalendarz

DANE KONTAKTOWE

Aleksander Korsak,
Dyrektor Biura Relacji Inwestorskich
Tel.: (+48) 58 778 84 74
aleksander.korsak@energa.pl

Dorota Faszczewska-Ward
Tel.: (+48) 58 527 97 37
dorota.faszczewska-ward@energa.pl

Karolina Rorbach-Nagel
Tel.: (+48) 58 778 84 77
karolina.rorbach-nagel3@energa.pl

Katarzyna Tadeusiak-Wądołowska
Tel.: (+48) 58 771 85 58
katarzyna.tadeusiak-wadolowska@energa.pl

investor.relations@energa.pl

KALENDARZ

14 marca 2019 r.	Raport roczny za 2018 r. i Webcasting
15 maja 2019 r.	Raport kwartalny za I kwartał 2019 r. i Webcasting
7 sierpnia 2019 r.	Raport kwartalny za I półrocze 2019 r. i Webcasting
6 listopada 2019 r.	Raport kwartalny za III kwartał 2019 r. i Webcasting



2015 Constituent
MSCI Global
Sustainability Indexes



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.