



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za 3 kwartał 2019 r.

Listopad 2019

Podsumowanie najważniejszych wydarzeń



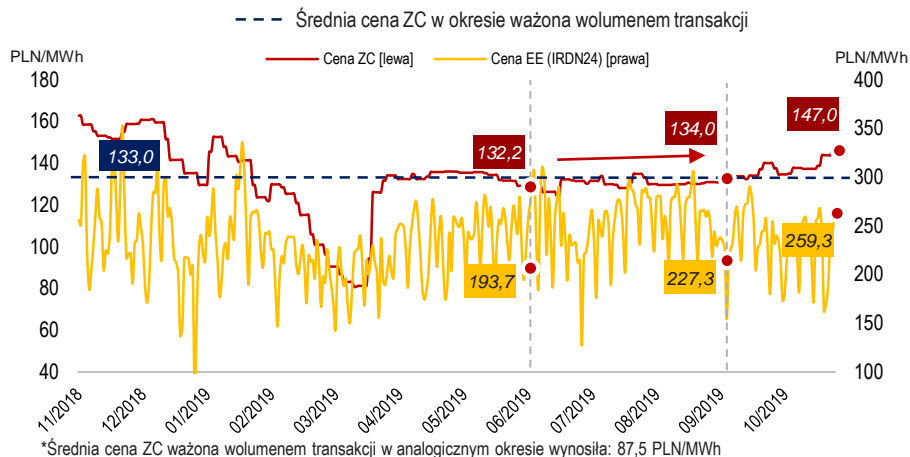
Fakt

Efekt / Komentarz

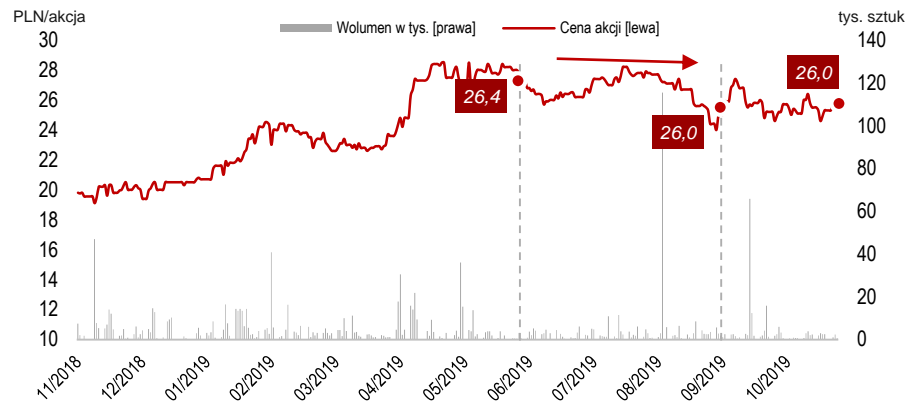
- **Wzrost wyceny Spółki**
 - Wzrost ceny akcji z 20,5 PLN na 31.12.2018 do 26 PLN na 30.09.2019 i 26 PLN na dzień 06.11.2019.
 - Między 31.12.2018 a 06.11.2019 kapitalizacja Spółki wzrosła o 242 mln PLN.
- **Stabilizacja cen zielonych certyfikatów i energii elektrycznej na rynku terminowym w 3 kwartale**
 - Ceny zielonych certyfikatów utrzymują się na stabilnym poziomie średnio ok.131 PLN, natomiast ceny energii elektrycznej na rynku terminowym średnio na poziomie ok.270 PNL/MWh w 3 kwartale.
- **Rozpoczęcie realizacji FW Szymankowo – pierwszy projekt tej skali w Polsce nie uzależniony od systemu wsparcia**
 - W dniu 5.11.2019 podpisano umowę kredytu inwestycyjnego do 107mln zł oraz kredytu VAT do 20 mln zł
 - Zawarto umowę na dostawę turbin oraz serwis techniczny z Siemens Gamesa Renewables Energy.
 - Zawarto umowę na budowę farmy z spółką Przedsiębiorstwo Budownictwa Drogowo-Inżynieryjnego S.A.
- **PV – zawarto umowę kredytu dla dwóch projektów o łącznej mocy 19,6 MW**
 - Dnia 22.10.2019 r. podpisano umowę kredytu z bankiem ING dla projektów PV Sulechów 1 (o mocy: 8 x 1MW) i PV Sulechów 2 (12 x 1MW) na łączną kwotę 44,5 mln zł.
 - Umowa kredytu obejmuje refinansowanie nakładów na budowę 8 farm PV Sulechów 1 o łącznej mocy 8 MW w kwocie do 15,5 mln zł.
 - Umowa kredytu obejmuje również finansowanie kredytem inwestycyjnym budowy farm PV Sulechów 2 o łącznej mocy do 12 MW i obsługę podatku VAT w kwocie do 29 mln zł pod warunkiem m.in. wygrania aukcji dla OZE i podjęcia decyzji inwestycyjnej dla projektu.
- **Korekta rekompensat KDT i kosztów gazu za 2018 rok w ENS**
 - ENS otrzymała w lipcu decyzję prezesa URE o przyznanych korektach rekompensat kosztów osieroconych oraz kosztów gazu za 2018 rok na łączną kwotę ok. 39,8m PLN.
- **Powodzenie testu odbudowy KSE z udziałem EC Nowa Sarzyna**
 - Polenergia pozytywnie zdała test odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Próba (uruchomienie bloku w Kozienicach) zrealizowana została przez Elektrociepłownię Nowa Sarzyna wspólnie z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. w ramach czteroletniego kontraktu na świadczenie usług systemowych odbudowy KSE.
- **Przedpłata długu w farmach wiatrowych Amon i Talia**
 - Zgodnie z umową kredytu, dokonano przedpłaty zadłużenia w kwocie 3,1m (Amon 1,8 mln zł, Talia 1,3 mln zł) z nadwyżki przepływów pieniężnych.
- **Spółki zależne Polenergii domagają się od grupy Tauron 48,3 mln zł**
 - FW Amon i FW Talia złożyły do Sądu Okręgowego w Gdańsku pozwy przeciwko spółce zależnej Tauronu w związku z zerwaniem długoterminowych umów sprzedaży energii i domagają się łącznie 48,3 mln zł.
 - FW Amon domaga się zapłaty 29 mln zł tytułem odszkodowania wraz z odsetkami i kosztami procesu.
 - FW Talia wniosła do sądu o zmianę powództwa przeciwko PKH - domaga się zapłaty 19,3 mln zł tytułem odszkodowania wraz z odsetkami.
- **Aukcje dla OZE – URE ogłosiło terminy**
 - Aukcja dla nowych projektów wiatrowych ma odbyć się 5 grudnia a dla projektów fotowoltaicznych o mocy do 1 MW 10 grudnia.
 - Polenergia rozważa udział w aukcji z portfelem farm wiatrowych o łącznej mocy 199 MW i portfelem farm fotowoltaicznych o mocy do 20 MW.

Kluczowe indeksy i ceny rynkowe (ostatnie 12 miesięcy)

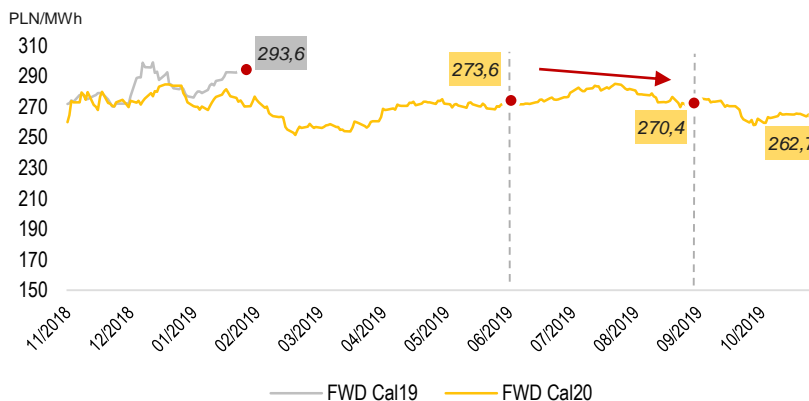
1 Ceny zielonych certyfikatów i energii elektrycznej



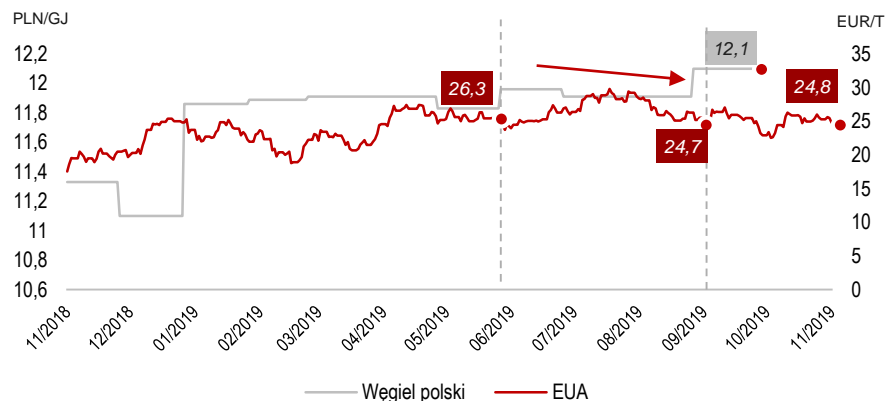
2 Notowania cen akcji Polenergia S.A.



3 Ceny terminowe energii elektrycznej



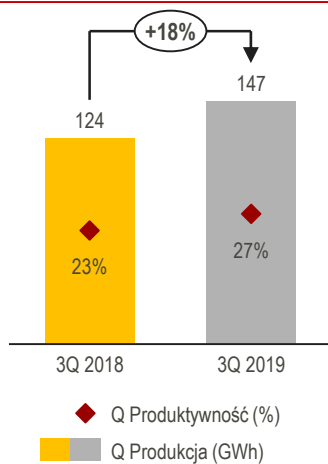
4 Notowania cen węgla na polskim rynku i praw do emisji CO₂



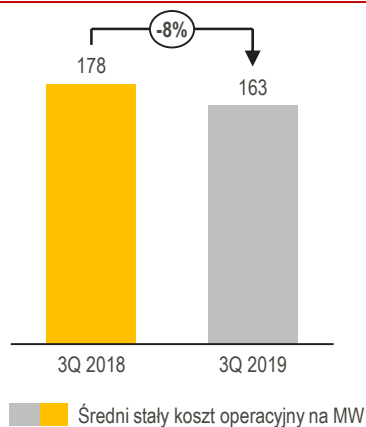
Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych – Segment energetyka wiatrowa

1 Produkcja FW (brutto) i LF %

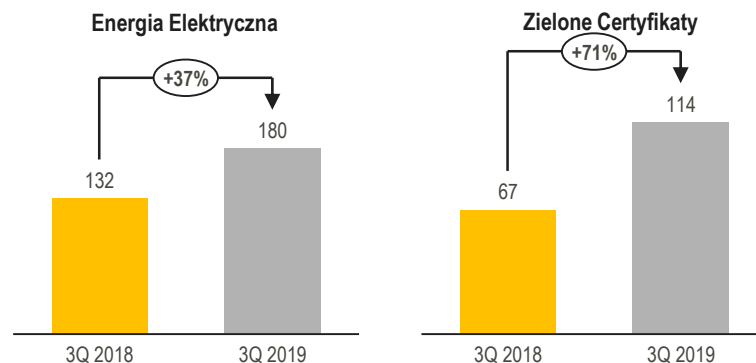
Dane kwartalne



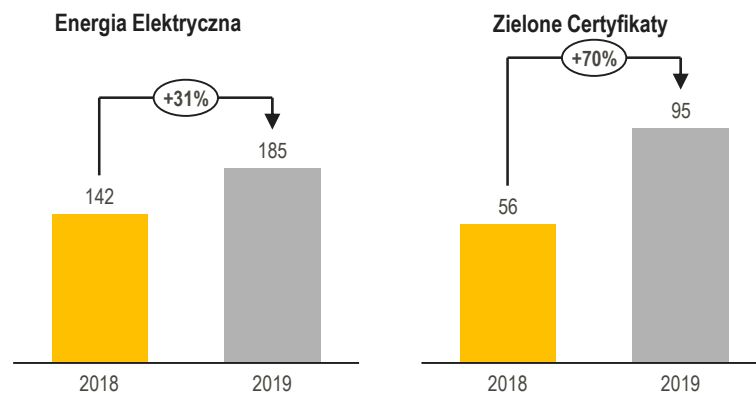
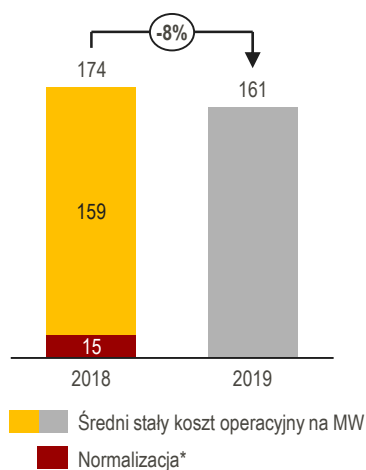
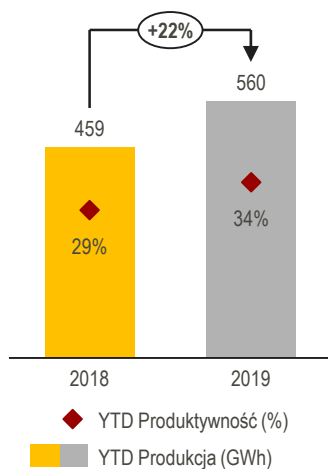
2 Średni stały koszt operacyjny na MW w FW [tys. kPLN/MW/rok]



3 Średnie przychody na MWh (po kosztach bilansowania i profilu) na poziomie Grupy [PLN/MWh]



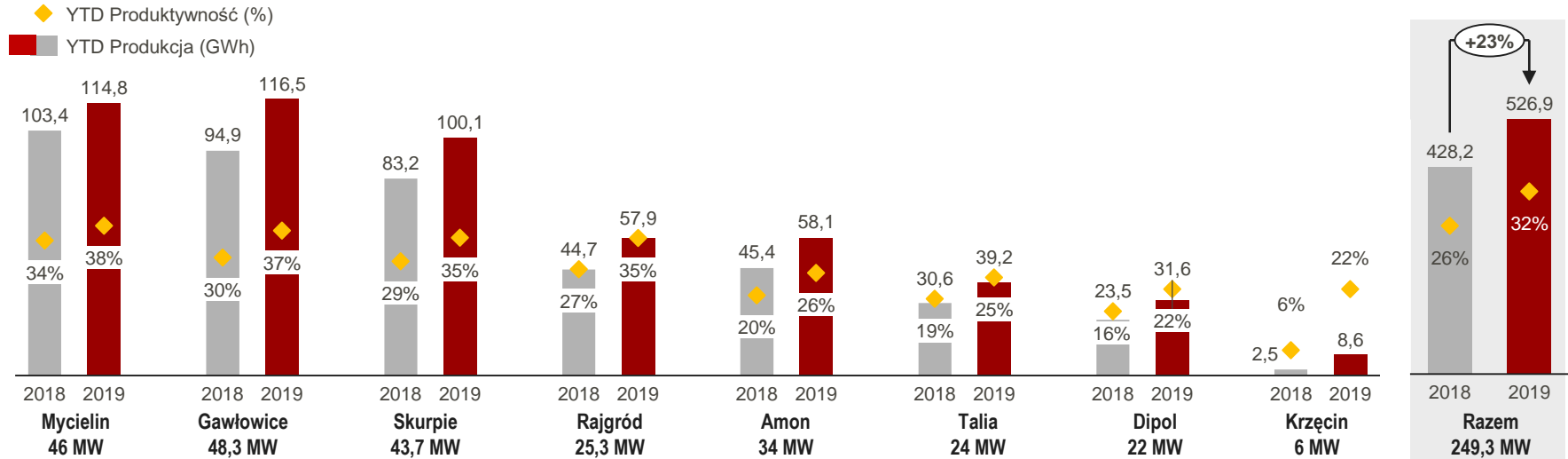
Dane narastające



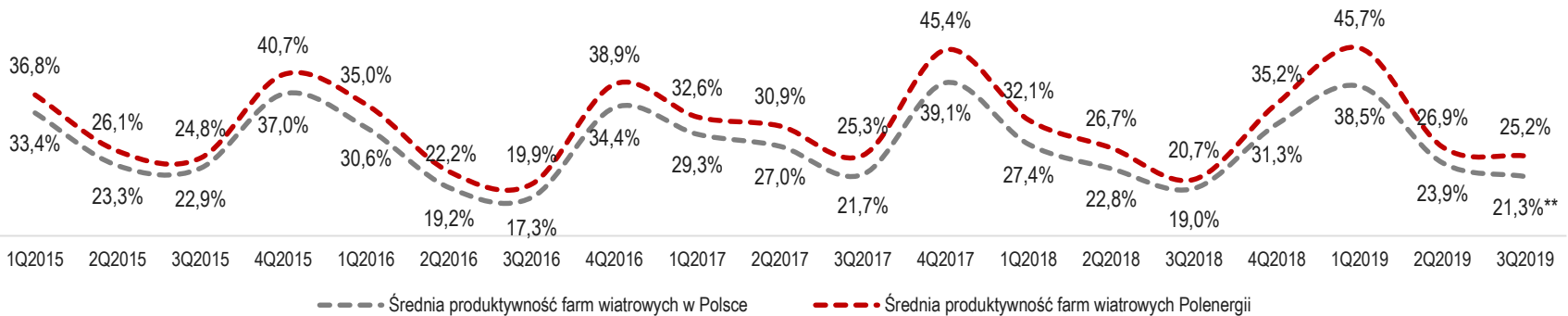
* Średni stały koszt operacyjny w 2018 roku został znormalizowany o korektę kosztów serwisu technicznego

Energetyka wiatrowa - produkcja

Produkcja (netto), narastająco



Produktowność netto farm Polenergii powyżej średniej*



* Porównanie na bazie produktywności netto (po zużyciu własnym i stratach) z uwagi na dostępność danych dot. sektora

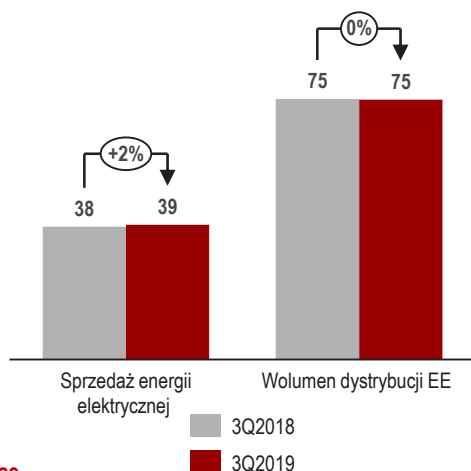
** Kalkulacja produkcji netto sektora we wrześniu w oparciu o stosunek produkcji netto Polenergii we wrześniu do produkcji netto Polenergii z lipca i sierpnia

ZASTOSOWANIE NOWOCZESNYCH TECHNOLOGII, BARDZO DOBRA LOKALIZACJA PROJEKTÓW ORAZ DOŚWIADCZONY ZESPÓŁ TECHNICZNY UMOŻLIWIĄJĄ STAŁE OSIĄGANIE WYŻSZYCH POZIOMÓW PRODUKCJI OD ŚREDNIEJ RYNKOWEJ

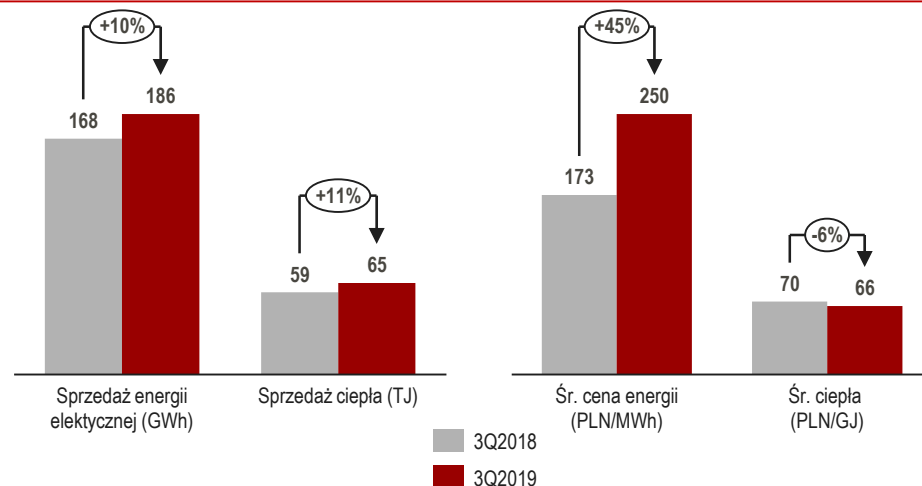
Podsumowanie kluczowych parametrów operacyjnych

4 Segment dystrybucji – sprzedaż [GWh]

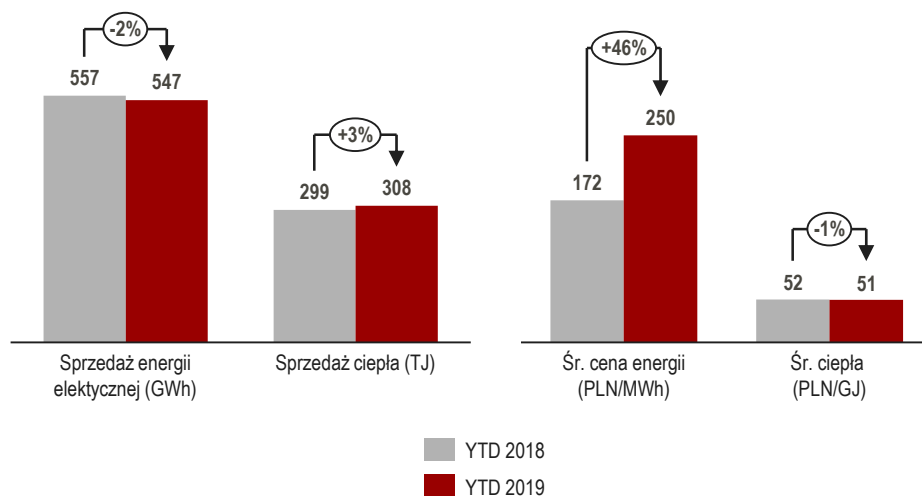
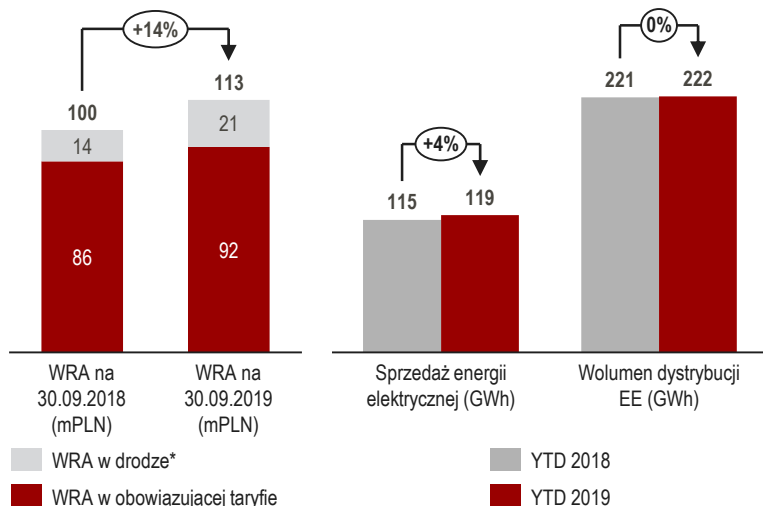
Dane kwartalne



5 Segment energetyki konwencjonalnej – sprzedaż [GWh] i średnie ceny [PLN/MWh]

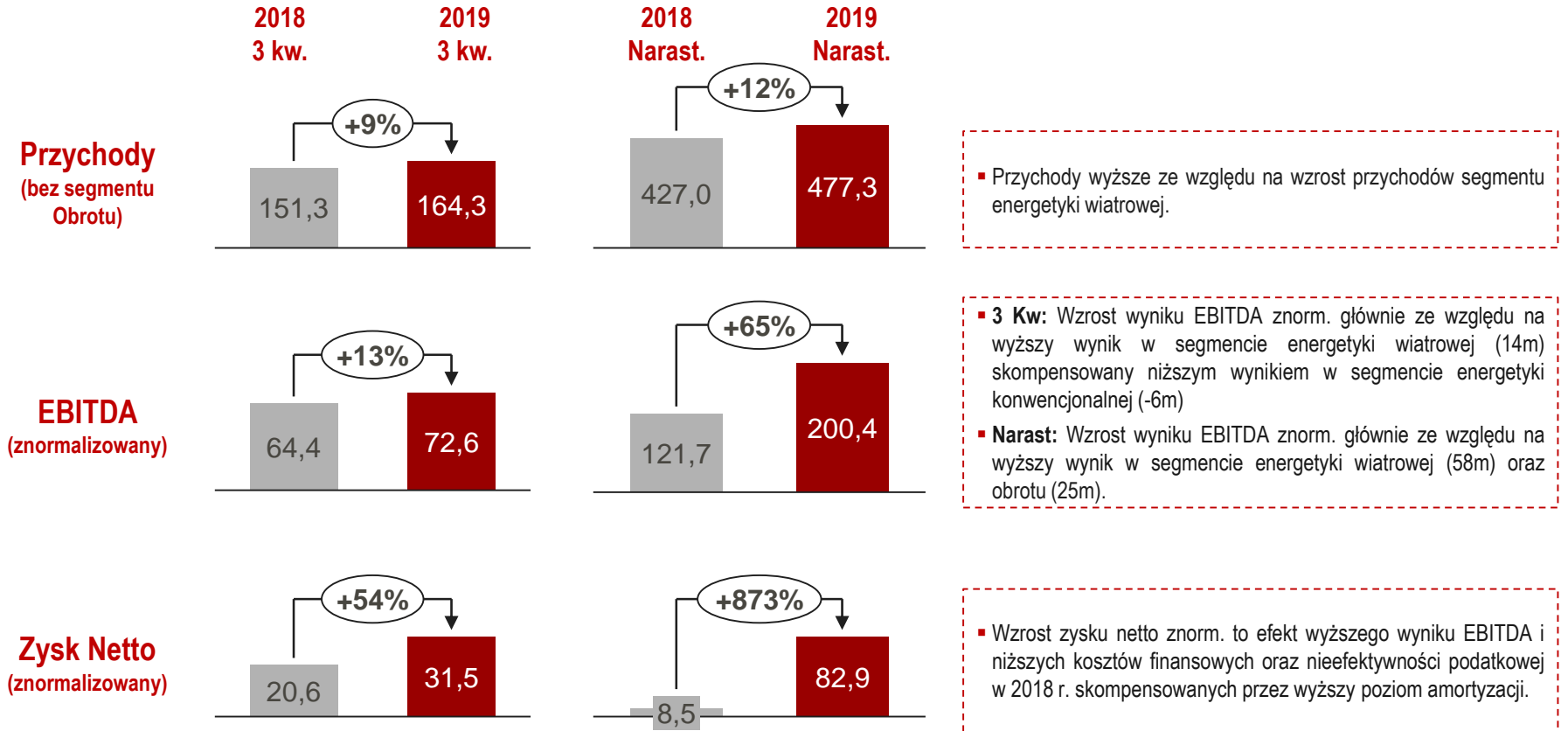


Dane narastające



*Nakłady które zostały już poniesione ale nie zostały odzwierciedlone w tarifie dystrybucyjnej. Ich włączenie nastąpi w kolejnych aktualizacjach taryfy.

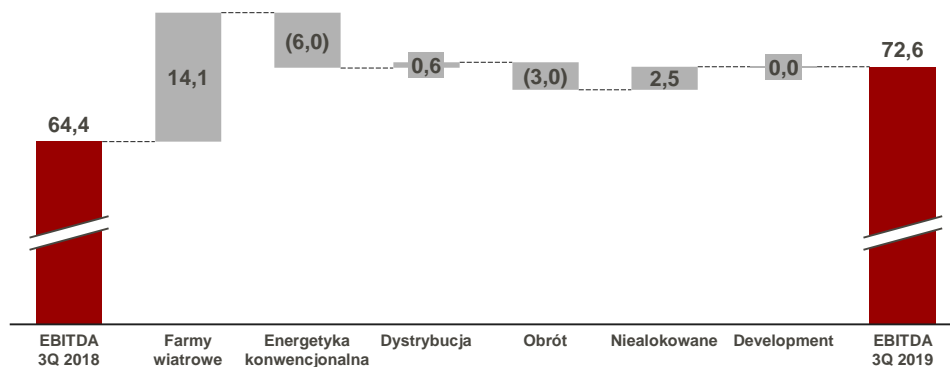
Podsumowanie kluczowych wyników



ZNACZĄCA POPRAWA WYNIKÓW GŁÓWNIIE W EFEKCIE LEPSZEJ WIETRZNOŚCI, WYŻSZYCH CEN SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ POPRAWY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM DZIAŁALNOŚCI HANDLOWEJ

EBITDA według segmentów operacyjnych

3 kwartał



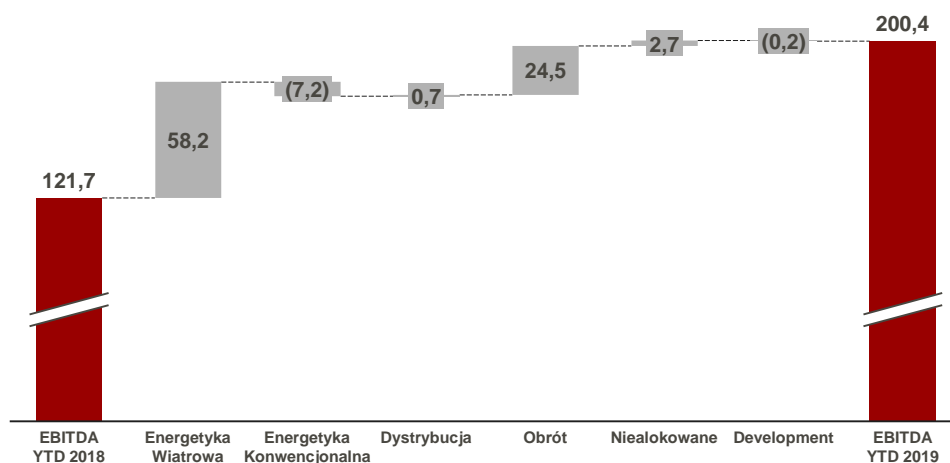
Komentarze

Energetyka Wiatrowa: wzrost wyniku jest konsekwencją wyższych wolumenów produkcji oraz cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej.

Energetyka Konwencjonalna: spadek wyniku jest konsekwencją braku przychodów z tytułu żółtych certyfikatów w związku z wygaśnięciem z końcem 2018 r. dotychczasowego systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej oraz niższymi przychodami z rekompensaty kosztów gazu (niższa cena gazu). Wpływ tego czynnika został częściowo skompensowany przez wyższe przychody z rekompensaty kosztów osieroconych (negatywny efekt aktualizacji długoterminowych cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO2 w 1H2018).

Dystrybucja: wzrost wyniku z uwagi na wyższą marżę dystrybucyjną, niższe koszty operacyjne oraz wyższe pozostałe przychody operacyjne, skompensowane przez niższą marżę na sprzedaży energii. Kwartalnie EBITDA wyższa ze względu na wyższą marżę na energii elektrycznej.

Narastająco



Obrót: wzrost wyniku ze względu na lepszy wynik na handlu energią elektryczną, lepszy wynik na sprzedaży zielonych certyfikatów w związku z wyższymi cenami sprzedaży oraz niższe koszty operacyjne i koszty prowizji, skompensowane częściowo przez wyższe koszty bilansowania i profilowania (które nie są w całości przenoszone na farmy wiatrowe). Niższy wynik EBITDA w trzecim kwartale wynika głównie z jednorazowych transakcji zawartych w trzecim kwartale 2018 roku.

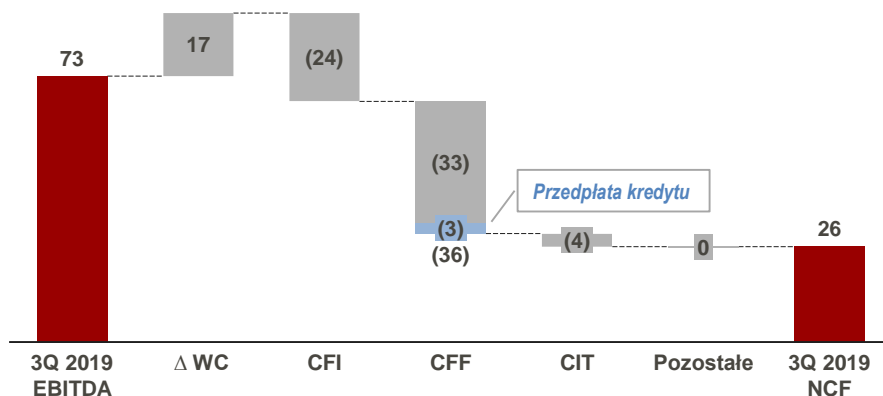
Niealokowane: wzrost wyniku w związku z wyższymi pozostałymi przychodami operacyjnymi z tytułu korekty VAT za okres 12.2017-11.2018, niższymi kosztami usług obcych centrali oraz poniesionymi w 2018 r. dodatkowymi kosztami wynikającymi ze sprzedaży udziałów w spółkach prowadzących projekty morskich farm wiatrowych, a także w związku z obsługą dwóch wezwań do sprzedaży akcji. Lepszy o 2,5 mln zł w trzecim kwartale wynik pozycji Niealokowane jest dodatkowo efektem uwzględnienia pozytywnego wpływu segmentu biomasy w kwocie 0,8 mln zł w konsekwencji decyzji o zaprzestaniu jego wyodrębniania w 2019 r.

Development: spadek wyniku ze względu na wyższe koszty segmentu rozpoznane w rachunku zysków i strat.

ZNACZĄCA POPRAWA WYNIKU SEGMENTU ENERGETYKI WIATROWEJ I OBROTU.

Przepływy pieniężne Grupa Polenergia

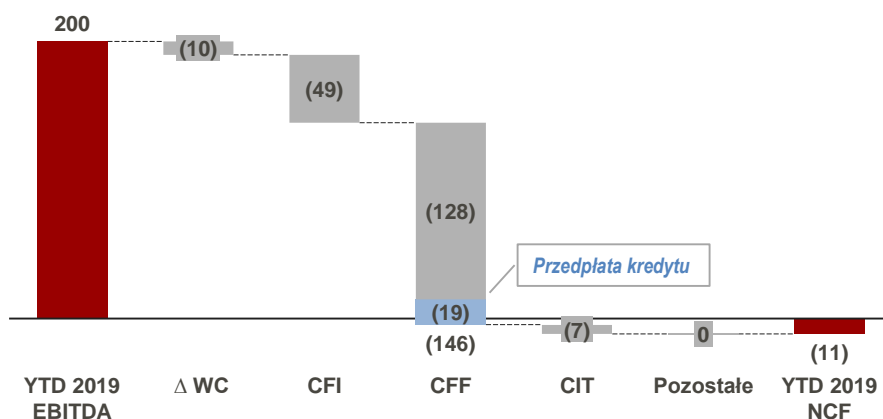
3 kwartał



Komentarze

- **Δ WC:** wzrost należności z tytułu energii elektrycznej, rezerwy na uprawnienia do emisji CO₂ i zobowiązań z tytułu kosztów gazu, spadek należności z tytułu obu rekompensat w ENS.
- **CFI:** wydatki inwestycyjne poniesione na projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych, rozwój sieci dystrybucji oraz nakłady remontowe w ENS.
- **CFF:** przede wszystkim obsługa długu w segmencie energetyki wiatrowej oraz dystrybucji (-23 mln zł), spłata kredytu obrotowego w Obrocie (-12 mln zł). Uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w farmach wiatrowych Amon i Talia w wysokości 3 mln zł.

Narastająco



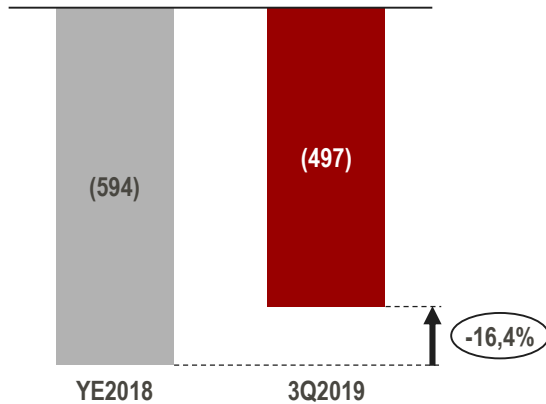
Komentarze

- **Δ WC:** przede wszystkim rozliczenie transakcji handlowych w segmencie obrotu (-12 mln zł), ruchy w kapitale obrotowym ENS skompensowane zmianami w segmencie energetyki wiatrowej i dystrybucji.
- **CFI:** wydatki inwestycyjne poniesione na projekty Onshore RTB i PV, rozwój sieci dystrybucji oraz nakłady remontowe w ENS. Dopłaty do projektu Offshore.
- **CFF:** przede wszystkim spłata odsetek oraz koszty leasingu w segmencie energetyki wiatrowej, konwencjonalnej i dystrybucji (-35 mln zł), spłata kredytu obrotowego w segmencie obrotu (-29 mln zł) oraz spłata zadłużenia przez ENS (-26 mln zł kredytu obrotowego i -11 mln zł kredytu długoterminowego), zaciągnięcie kredytu przez Dystrybucję (6 mln zł), spłatę rat kredytu w segmencie energetyki wiatrowej (-50 mln zł). Uwzględnia przedpłatę kredytu inwestycyjnego w wysokości 19 mln zł w farmach wiatrowych Amon i Talia.

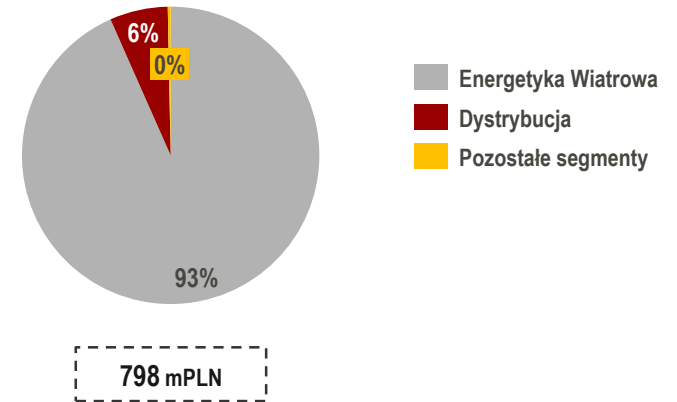
NEGATYWNE PRZEPŁYWY OPERACYJNE WYNIKAJĄCE Z UJEMNEJ ZMIANY KAPITAŁU OBROTOWEGO W SEGMCIE OBROTU, SPŁATĘ KREDYTU OBROTOWEGO W SEGMCIE OBROTU, RAT KAPITAŁOWYCH W SEGMCIE FARM WIATROWYCH ORAZ PRZEDPŁATĘ KREDYTU W FW AMON I TALIA

Struktura zadłużenia na 30 września 2019 roku

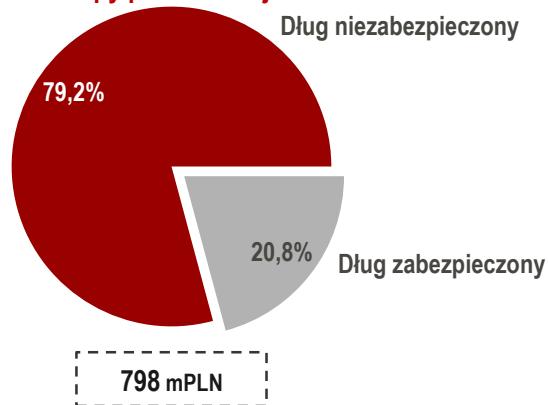
Dług netto (YE2018 vs. 3Q2019)



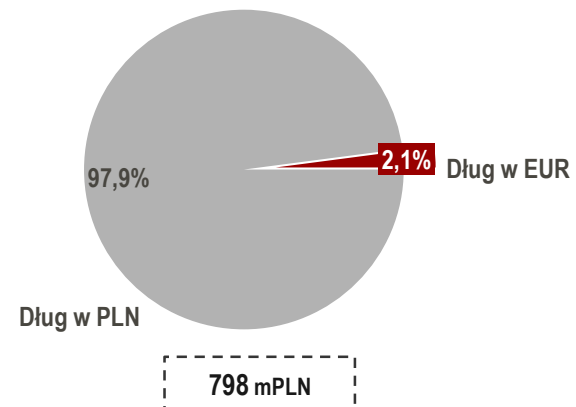
Struktura zadłużenia według segmentów



Struktura zadłużenia – zabezpieczenie stopy procentowej



Struktura zadłużenia według walut (EUR vs. PLN)



KONTYNUOWANY SPADEK DŁUGU NETTO.

BRAK RYZYKA WALUTOWEGO. RYZYKO STOPY PROCENTOWEJ ZABEZPIECZONE W OK. 21%



ENERGETYKA WIATROWA



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA

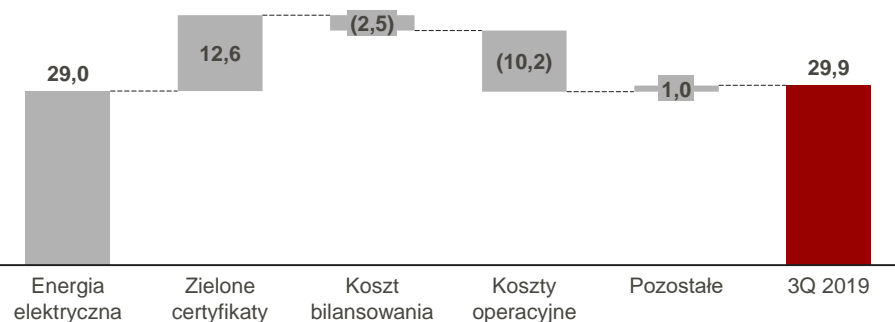


OBRÓT

Podsumowanie wyników segmentów

Energetyka wiatrowa – 3 kwartał

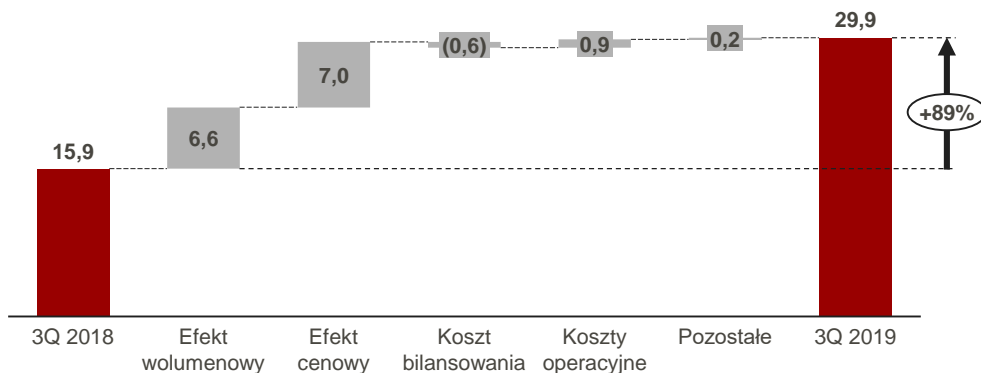
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wolumen produkcji energii elektrycznej i zielonych certyfikatów wyższy o 22 GWh.
- Wzrost cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej (łącznie o 60 zł).

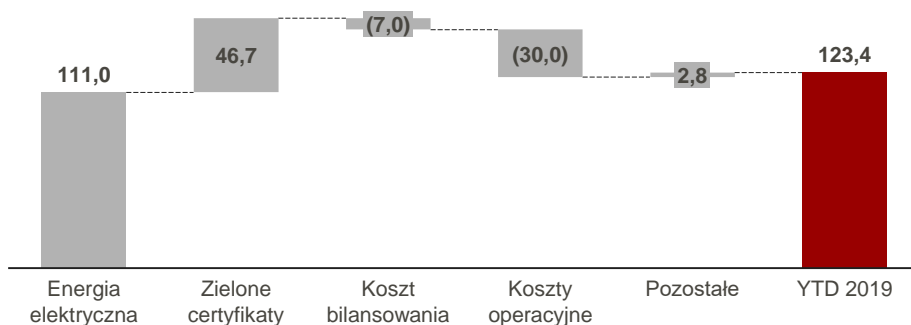
2 EBITDA bridge



WYŻSZE WOLUMENY PRODUKCJI I CENY SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Energetyka wiatrowa – narastająco

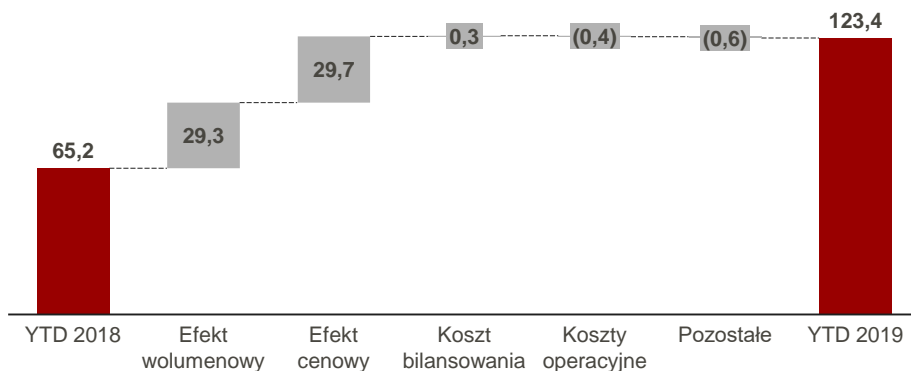
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Wolumen produkcji energii elektrycznej wyższy o 99 GWh, natomiast wolumen produkcji zielonych certyfikatów wyższy o 101 GWh.
- Wzrost cen sprzedaży zielonych certyfikatów i energii elektrycznej (łącznie o 67 zł).
- Wyższe koszty operacyjne wynikające z odwrócenia części historycznych kosztów serwisu technicznego w Mycielinie w wyniku ugody z Vestas w 2018 r. skompensowane pozytywnym odchyleniem na kosztach dzierżaw z uwagi na zmiany standardów rachunkowości (wejście w życie MSSF 16).

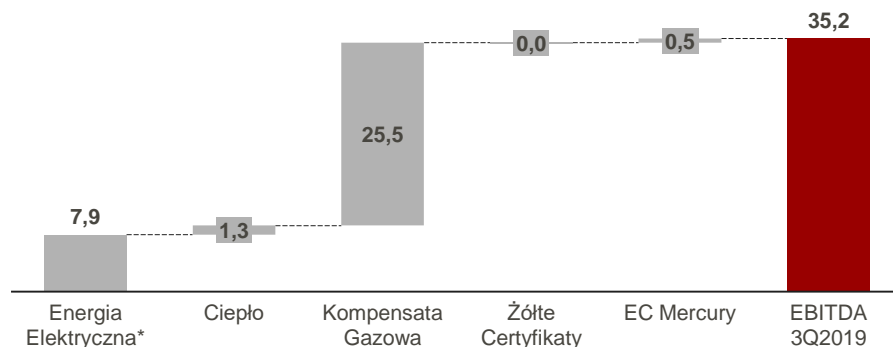
2 EBITDA bridge



WYŻSZY WOLUMEN PRODUKCJI, WYŻSZE CENY SPRZEDAŻY ZIELONYCH CERTYFIKATÓW I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Energetyka konwencjonalna – 3 kwartał

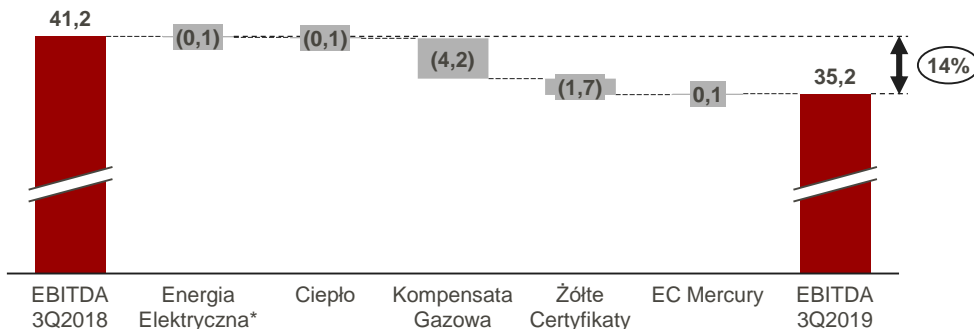
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Niższe przychody z tytułu rekompensaty gazowej wynikają z niższej korekty kosztów gazu za 2018 r. (+15,2 mln zł) ujętej w lipcu 2019 r. w stosunku do korekty za 2017 r. (+20,8 mln zł) ujętej w lipcu 2018 r., skompensowanej częściowo przez wyższą rekompensatę w 3Q2019 głównie w związku z wyższym wskaźnikiem Wg w 3Q2019 vs 3Q2018 (0,55 vs 0,46).
- Brak przychodów z żółtych certyfikatów w 2019 r., dotychczasowy system wsparcia kogeneracji skończył się w grudniu 2018 r.

2 EBITDA bridge

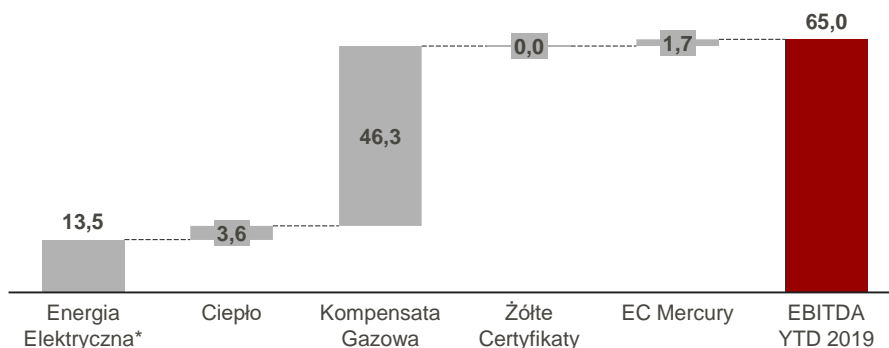


* Uwzględnia kompensatę kosztów osieroconych oraz przychody z tytułu świadczenia usługi black-start

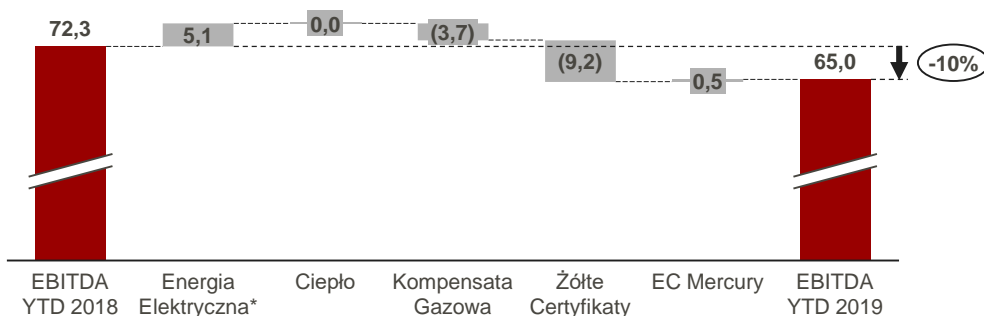
STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACJNA. NIŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA BRAK PRZYCHODÓW Z TYTUŁU ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW ORAZ NIŻSZE PRZYCHODY Z TYTUŁU REKOMPENSATY GAZOWEJ

Energetyka konwencjonalna – narastająco

1 EBITDA build-up



2 EBITDA bridge



* Uwzględnia kompensatę kosztów osieroconych oraz przychody z tytułu świadczenia usługi black-start

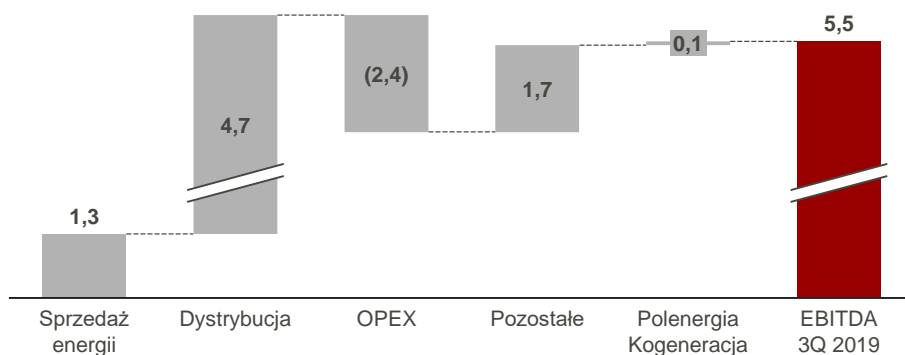
Komentarze

- Brak przychodów z żółtych certyfikatów w 2019 r., dotychczasowy system wsparcia kogeneracji skończył się w grudniu 2018 roku.
- Wyższy wynik na energii elektrycznej wynika z wyższych przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (w 2018 negatywny efekt aktualizacji cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO2 za 2018 r.),
- Niższe przychody z tytułu rekompensaty gazowej wynikają z niższej korekty kosztów gazu za 2018r. (+15,2 mln zł) ujętej w lipcu 2019r. w stosunku do korekty za 2017r. (+20,8 mln zł) ujętej w lipcu 2018r., skompensowanej częściowo przez wyższą rekompensatę w 1-3Q2019 głównie w związku z wyższym wskaźnikiem Wg w 2019 r. vs 2018 r. (0,55 vs 0,46).

STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACJNA. NIŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA BRAK PRZYCHODÓW Z TYTUŁU ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW ORAZ NIŻSZE PRZYCHODY Z TYTUŁU REKOMPENSATY GAZOWEJ

Dystrybucja – 3 kwartał

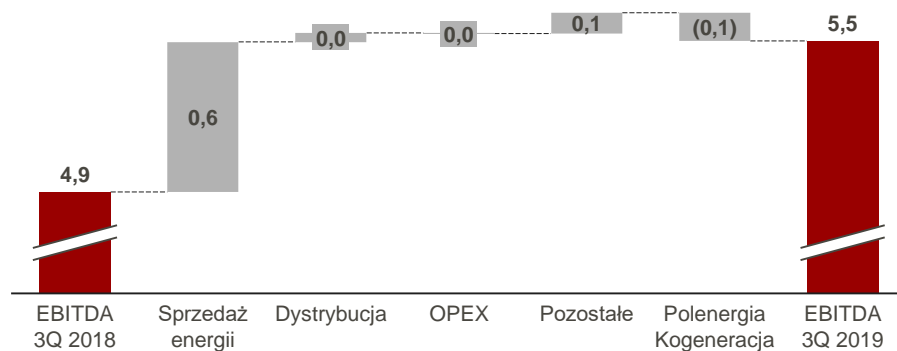
1 EBITDA build-up



Komentarze

Segment dystrybucji zanotował w 3Q 2019 wynik EBITDA o 0,6 mln zł wyższy w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego co jest głównie konsekwencją wyższej marży na sprzedaży energii. Było to możliwe dzięki częściowemu uwolnieniu cen energii elektrycznej od 1 lipca 2019 roku.

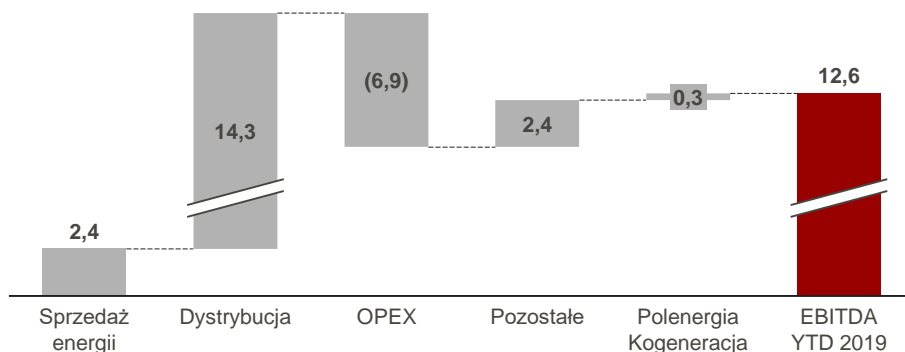
2 EBITDA bridge



STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. WYŻSZY WYNIK EBITDA Z UWAGI NA WYŻSZĄ MARŻĘ NA SPRZEDAŻY ENERGII.

Dystrybucja – narastająco

1 EBITDA build-up

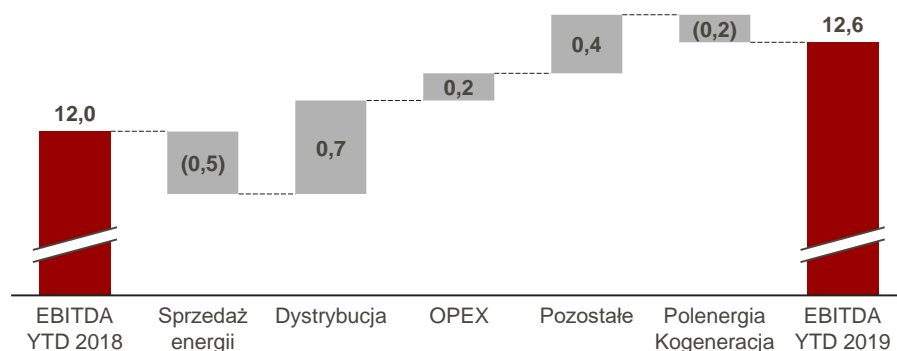


Komentarze

Segment dystrybucji narastająco zanotował wzrost wyniku EBITDA o 0,7 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego, co jest głównie konsekwencją:

- wyższej marży dystrybucyjnej,
- niższych kosztów operacyjnych (niższe koszty podatku od nieruchomości),
- wyższych pozostałych przychodów operacyjnych (zwrot podatku od nieruchomości i rozwiązanie rezerwy na proces sądowy),
- niższej marży na sprzedaży energii.

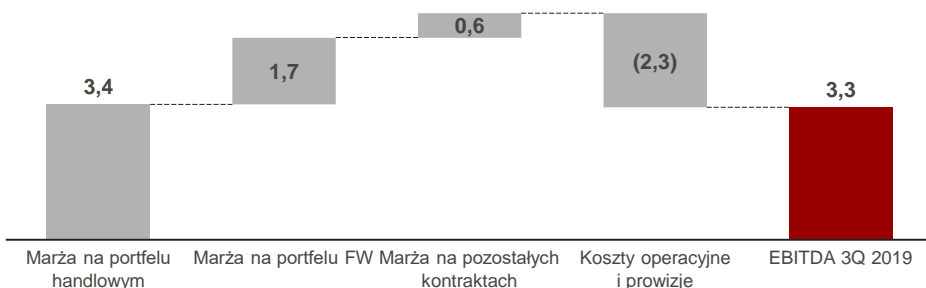
2 EBITDA bridge



STABILNA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA. WYŻSZA EBITDA Z UWAGI NA WZROST MARŻY NA DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ, NIŻSZE KOSZTY OPERACYJNE ORAZ WYŻSZE POZOSTAŁE PRZYCHODY OPERACYJNE

Obrót – 3 kwartał

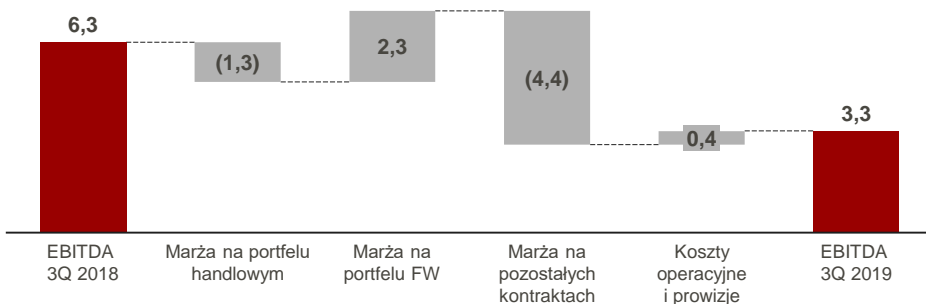
1 EBITDA build-up



Komentarze

- Niższy wynik na portfelu handlowym w związku z rozliczeniem transakcji dotyczącej sprzedaży zielonych certyfikatów w 3 kwartale 2018 r.
- Wyższa marża na portfelu FW w związku z wyższymi cenami sprzedaży zielonych certyfikatów.
- Spadek wyniku na pozostałych kontraktach z uwagi na rozpoznanie w 3 kwartale 2018 r. wyniku na transakcji sprzedaży energii elektrycznej na 2019 r.
- Niższe koszty operacyjne i koszty prowizji.

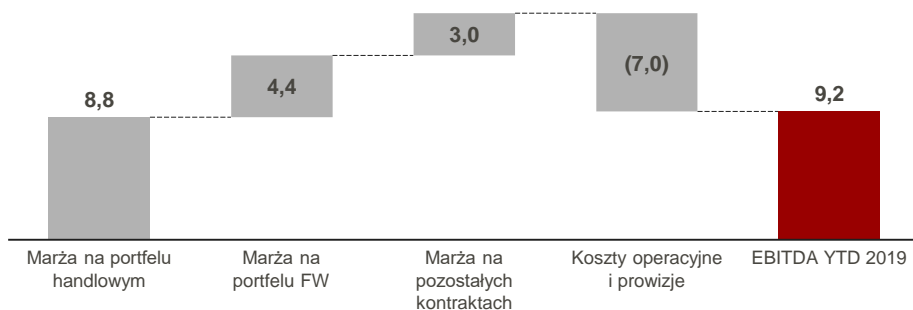
2 EBITDA bridge



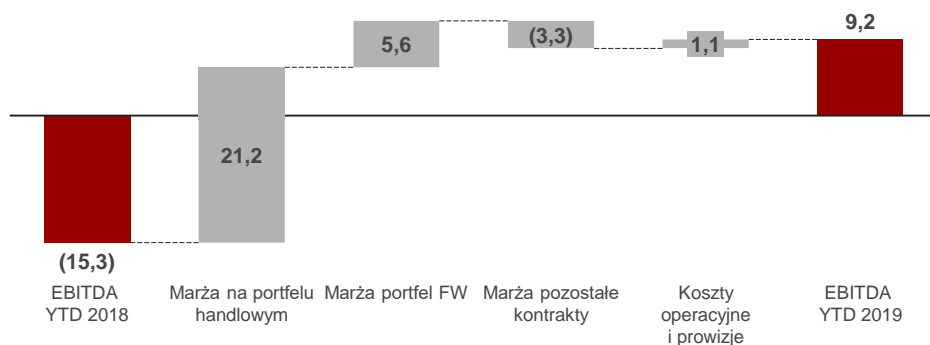
DOBRY WYNIK NA HANDLU ZIELONYMI CERTYFIKATAMI ORAZ NIŻSZE KOSZTY OPERACYJNE SKOMPENSOWANE PRZEZ NIŻSZY WYNIK NA POZOSTAŁYCH KONTRAKTACH

Obrót – narastająco

1 EBITDA build-up



2 EBITDA bridge



Komentarze

- Wzrost wyniku na handu energią elektryczną w związku z poprawą zarządzania ryzykiem działalności handlowej.
- Wyższa marża na portfelu FW w związku z wyższymi cenami sprzedaży zielonych certyfikatów, skompensowana częściowo przez wzrost kosztów profilu i bilansowania (który nie jest w całości przenoszony na farmy wiatrowe).
- Spadek wyniku na pozostałych kontraktach z uwagi na rozpoznanie w 3 kwartale 2018 r. wyniku na transakcji sprzedaży energii elektrycznej na 2019 r.
- Niższe koszty operacyjne i koszty prowizji.

DOBRY WYNIK NA HANDLU ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ, ZIELONYMI CERTYFIKATAMI ORAZ NIŻSZE KOSZTY OPERACYJNE SKOMPENSOWANE PRZEZ NIŻSZY WYNIK NA POZOSTAŁYCH KONTRAKTACH

Projekty w fazie rozwoju

Farmy wiatrowe (Szymankowo, Dębsk, Kostomłoty, Piekło):

- Rozpoczęcie realizacji FW Szymankowo – pierwszy projekt tej skali w Polsce nie uzależniony od systemu wsparcia. W dniu 5.11.2019 podpisano umowę kredytu inwestycyjnego do 107mln zł oraz kredytu VAT do 20 mln zł. Zawarto umowę na dostawę turbin oraz serwis techniczny z Siemens Gamesa Renewables Energy. Zawarto umowę na budowę farmy z spółką Przedsiębiorstwo Budownictwa Drogowo-Inżynieryjnego S.A.
- Grupa posiada portfel kolejnych projektów o łącznej mocy 161 MW będących w końcowej fazie rozwoju, które posiadają pozwolenia na budowę.
- Trwają prace w celu przygotowania projektów do budowy w oparciu o przychody z rynku energii lub kontrakty długoterminowe. Grupa nie wyklucza także udziału w aukcji dla farm wiatrowych w 2019 roku.

Elektrownia biomasowa (Wińsko):

- Projekt jest oferowany do sprzedaży dla potencjalnych nabywców, trwają wstępne rozmowy z potencjalnymi kontrahentami.

Morskie farmy wiatrowe:

- Grupa przygotowuje do budowy trzy morskie farmy wiatrowe (Polenergia Bałtyk I S.A., MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o.) zlokalizowane na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 3000 MW.
- Termin budowy farm uzależniony jest od wejścia w życie stosownego systemu regulacyjnego.
- 28 stycznia 2019 roku spółka MFW Bałtyk II sp. z o. o. otrzymała warunki przyłączenia przewidujące możliwość przyłączenia morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy II o łącznej mocy 240 MW, co oznacza możliwość zwiększenia łącznej mocy morskich farm wiatrowych (MFW Bałtyk II sp. z o. o. i MFW Bałtyk III sp. z o. o.) z 1200 MW do 1440 MW. Odbyto również spotkanie w PSE w celu omówienia kwestii związanej z przyłączeniem 240 MW w ramach otrzymanych od PSE warunków przyłączenia dla MFW Bałtyk II
- 30 stycznia 2019 roku spółka Polenergia Bałtyk I S.A. uzyskała warunki przyłączenia dla rozwijanego projektu morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Północny. Zgodnie z otrzymanymi warunkami przyłączenia przewidziano możliwość przyłączenia morskiej farmy wiatrowej o łącznej mocy 1560 MW.
- W dniu 18 października 2019 roku zawarto umowę zmieniającą do przedwstępnej umowy sprzedaży z dnia 20 grudnia 2018 zawartej z Wind Power AS, spółki należącej do grupy kapitałowej Equinor. W miejsce warunku zawieszającego w postaci uzyskania prawomocnej rejestracji przez Sąd Rejonowy przekształcenia w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, wprowadzono nowe warunki w tym m.in. przeniesienie akcji Polenergia Bałtyk I S.A. na rzecz MFW Bałtyk I sp. z o.o.

Farmy fotowoltaiczne:

- Spółka Polenergia Farma Wiatrowa 17 Sp. z o.o. rozwijająca projekty farm fotowoltaicznych o łącznej mocy 8MW („Spółka”) wygrała aukcję i uzyskała prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do ceny zaoferowanej w toku aukcji za wyprodukowaną energię elektryczną przez okres 15 lat.
- W dniu 22 października 2019 roku Spółka zawarła z ING Bankiem Śląskim S.A. umowę kredytu dotyczącą finansowania terminowego w kwocie do 40 mln PLN oraz kredytu obrotowego na obsługę podatku VAT w kwocie do 4,5 mln PLN.
- Została zakończona budowa 8 elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy 8 MW, które wygrały aukcję w 2018 roku.
- Trwa przygotowanie do udziału w kolejnych aukcjach oczekiwanych w 2019 roku z projektami elektrowni fotowoltaicznych o łącznej mocy do 20 MW. Kolejne projekty o mocy około 40 MW znajdują się we wczesnej fazie rozwoju.

DALSZY ROZWÓJ MORSKICH FARM WIATROWYCH O CAŁKOWITYM POTENCJALE DO 3 000MW. BUDOWA NOWYCH PROJEKTÓW FW SZYMANKOWO 38MW I PV SULECHÓW 8MW. KONTYNUACJA ROZWOJU KOLEJNYCH 161MW FARM WIATROWYCH NA LĄDZIE ORAZ 60MW FARM FOTOWOLTAICZNYCH