



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki finansowe za 9 miesięcy 2017

9 listopada 2017

Agenda:

- | | | |
|----|--|-------|
| 01 | Podsumowanie kluczowych elementów | 3-11 |
| 02 | Skonsolidowane wyniki finansowe | 12-23 |
| 03 | Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne | 24-34 |
| 04 | Załączniki | |
| A | Opis Grupy | 35-45 |

W razie pytań dotyczących zawartości tej prezentacji prosimy o kontakt PolenergiaIR@polenergia.pl

01

Podsumowanie kluczowych elementów

Podsumowanie kluczowych elementów



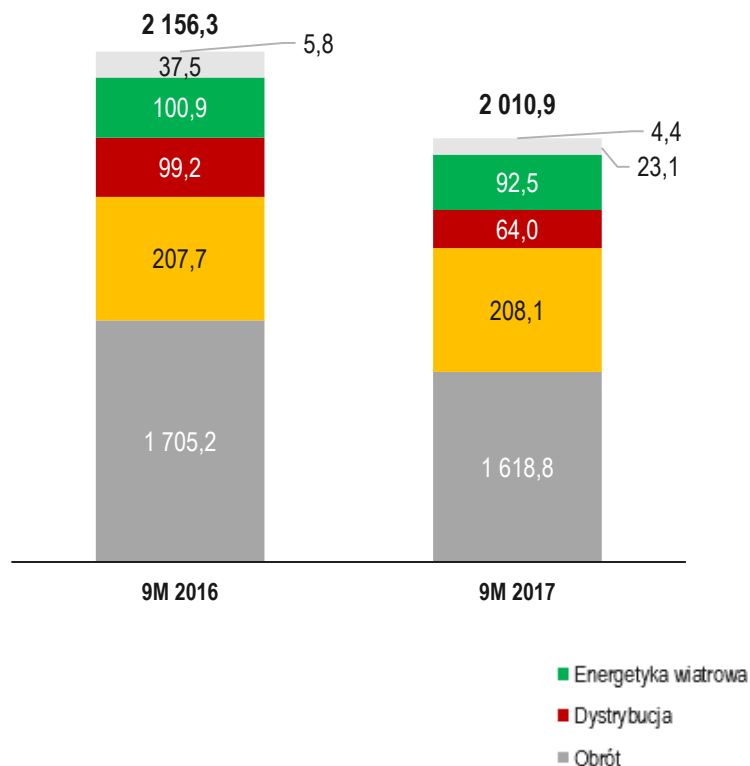
- **Znakomita produktywność segmentu Wiatr:** Wyższa o 18% wietrzność w oparciu o produkcję energii elektrycznej netto w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku.
- **Obrót:** Dobre wyniki na handlu energią elektryczną osiągnięte przy niższym wolumenie dzięki wyższej marżowości.
- **Oszczędności kosztowe:** Redukcja kosztów operacyjnych. Widoczna jest kontynuacja wpływu programu oszczędnościowego w wyniku którego koszty uległy redukcji łącznie o 9,1m PLN w całym 2016 roku oraz o dalsze 4,4m PLN w 2017 roku.
- **Morskie farmy wiatrowe:** Utrzymany wzrost wartości. W kwietniu 2017 uzyskano decyzję środowiskową dla Bałtyk Środkowy II co oznacza, że Polenergia dysponuje już decyzją środowiskową dla obu projektów o łącznej mocy 1200 MW.
- **Magazynowanie:** Polenergia kontynuuje analizę rynku magazynowania energii w Europie we współpracy z Convergent Energy + Power
- **Regulacje:**
 - ✓ Ustawa Odległościowa może ulec zmianie przywracając historyczny stan prawny w zakresie PON - potencjalne opóźnienie w zatwierdzeniu powoduje niepewność na przyszły rok;
 - ✓ Ustalenie obowiązku zakupu świadectw pochodzenia energii z OZE na poziomie 17,5% w 2018 r. i 18,5% w 2019 r. daje nadzieję na ograniczenie nadpodaży ZC.



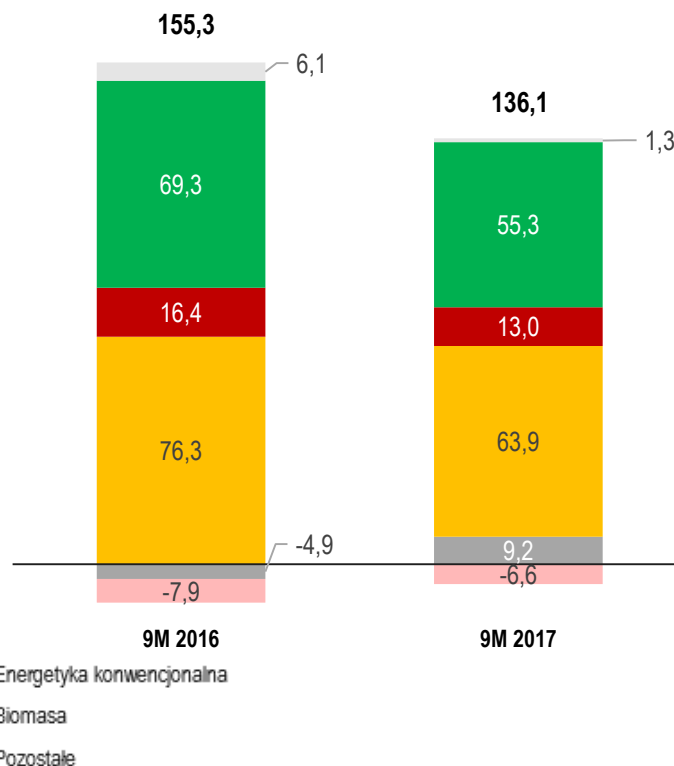
- **Ceny rynkowe:**
 - ✓ Średnie ceny ZC o 37,3 PLN/MWh niższe niż w 2016. Większość wolumenu przewidzianego do sprzedaży w 2017 roku przez Polenergię Obrót została zabezpieczona po średniej cenie przekraczającej średnią rynkową cenę tego roku;
 - ✓ Średnia cena EE o 3,2 PLN/MWh niższa niż w 2016.
- **Biomasa:** Pogorszenie wyników spowodowane niższymi wolumenami oraz cenami sprzedaży.
- **Odpisy:** W trzecim kwartale dokonano odpisów aktualizujących wartość środków trwałych, w tym na:
 - ✓ Projekt Elektrownia Północ – 80,7m PLN
 - ✓ Biomase Południe – 9,8m PLN
 - ✓ Projekt Grabowo – 8,4m PLNOdpisy mają charakter niegotówkowy oraz nie mają wpływu na wynik EBITDA.
- **Regulacje:**
 - ✓ Nowelizacja Ustawy o OZE obniżająca poziom opłaty zastępczej weszła w życie 25.09.2017
 - ✓ Ograniczenie poziomu opłaty zastępczej do 125% średniej ceny z roku poprzedniego zredukuje ew. wzrost cen ZC wynikający z podwyższenia obowiązku na 2018.
 - ✓ Anulowanie aukcji OZE na skutek specjalnego rozporządzenia Rady Ministrów. Na chwilę obecną nie podano informacji kiedy aukcje mogą być wznowione.

Kluczowe dane finansowe (9M 2017)

Przychody po segmentach w milionach zł



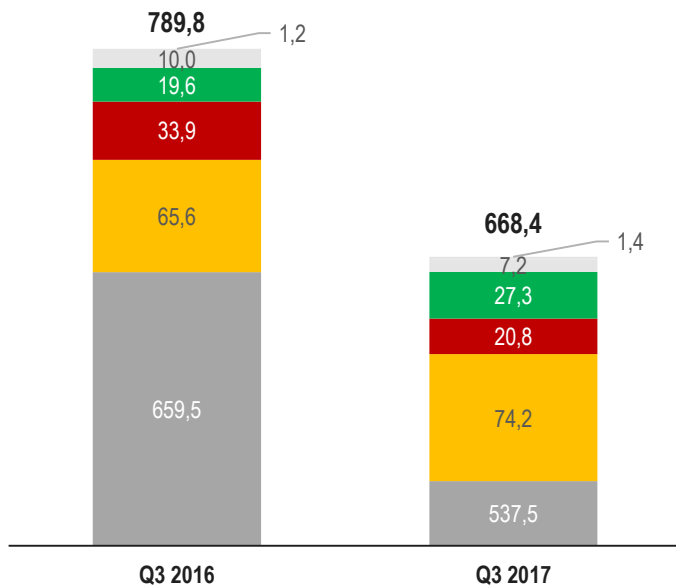
Skorygowana EBITDA po segmentach w milionach zł



Wyższe marże Obrotu, wysmienita wietrzność i niższe koszty operacyjne częściowo niwelują efekt niższych wolumenów w Obrocie, niskich cen ZC oraz wyższego PON...

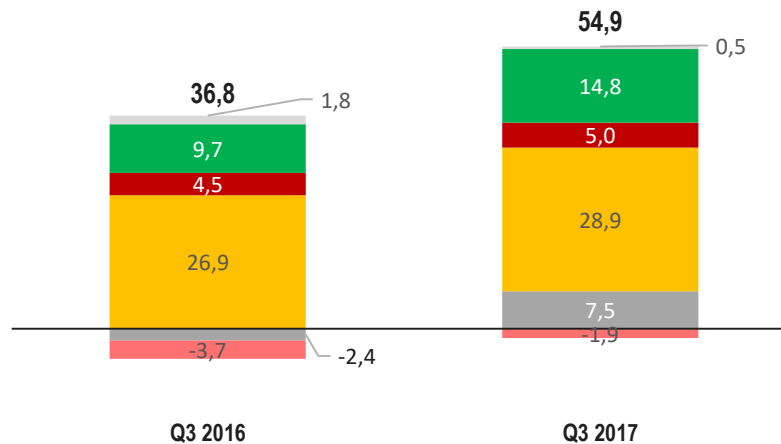
Kluczowe dane finansowe (Q3 2017)

Przychody po segmentach w milionach zł



■ Energetyka wiatrowa
■ Dystrybucja
■ Obrót

Skorygowana EBITDA po segmentach w milionach zł

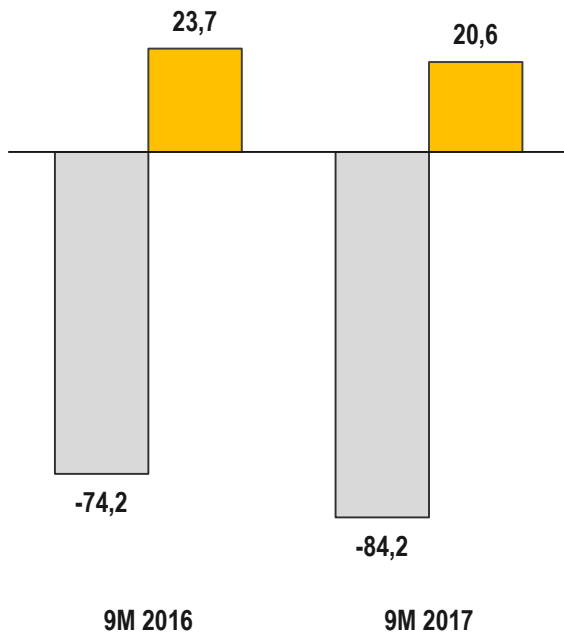


■ Energetyka konwencjonalna
■ Biomasa
■ Pozostałe

... w szczególności widoczne w 3 kwartale przy wyniku EBITDA wyższym o 49%

Kluczowe dane finansowe

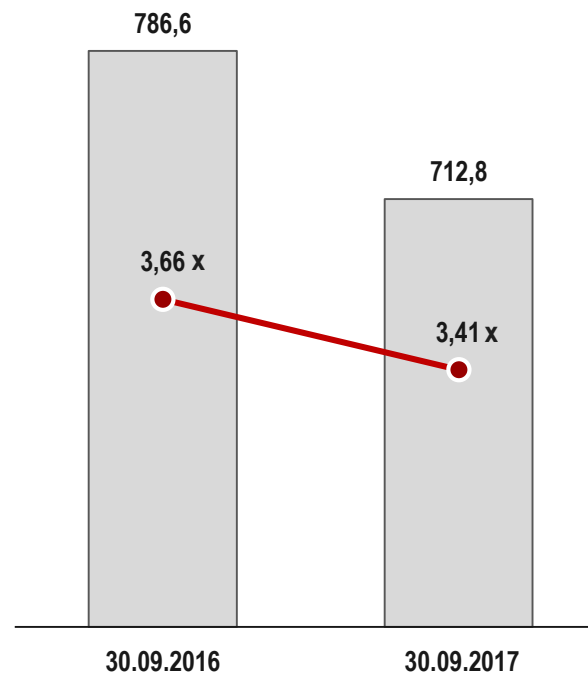
Zysk netto i Skorygowany Zysk Netto Grupy w milionach zł



□ Net profit (PLNm) ■ Adjusted net profit (PLNm)

Korekty normalizujące [mln PLN]	9M 2016	9M 2017	Zmiana
Efekt alokacji ceny nabycia	4,5	4,5	0,0
Efekt niezrealizowanych różnic kursowych	0,5	(0,7)	(1,2)
Efekt wyceny kredytów metodą AMC	1,7	2,1	0,3
Odpisy aktualizujące	96,5	99,1	2,5
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(5,3)	0,0	5,3
RAZEM	97,9	104,9	6,9

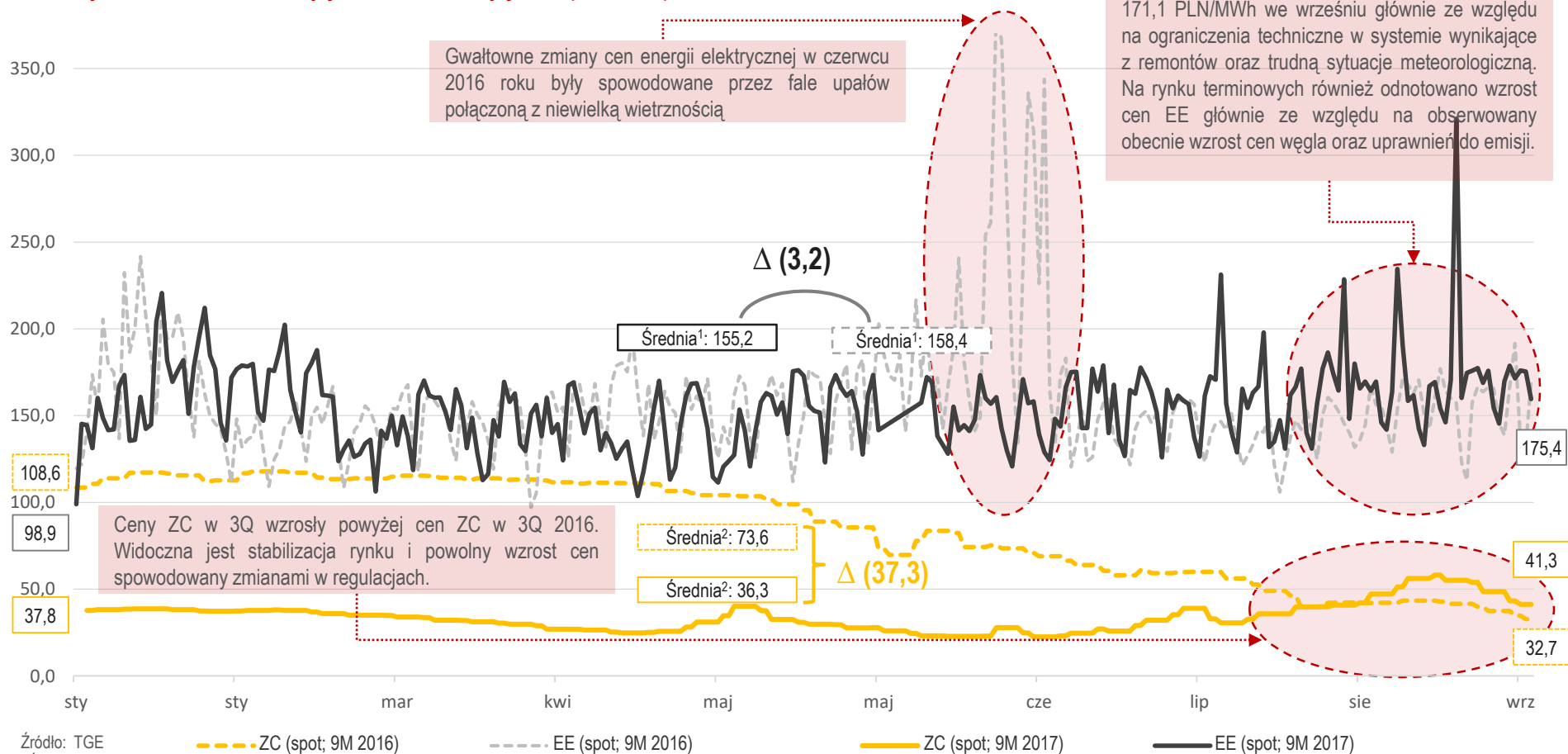
Zadłużenie netto Grupy (w mln zł) i wskaźnik dług netto/EBITDA



■ Zadłużenie netto (PLNm) —●— Zadłużenie netto/ 12M EBITDA (PLNm)

Ceny energii elektrycznej i zielonych certyfikatów

Cena rynkowa EE i ZC: 9 miesięcy 2017 vs. 9 miesięcy 2016 (PLN/MWh)



Źródło: TGE

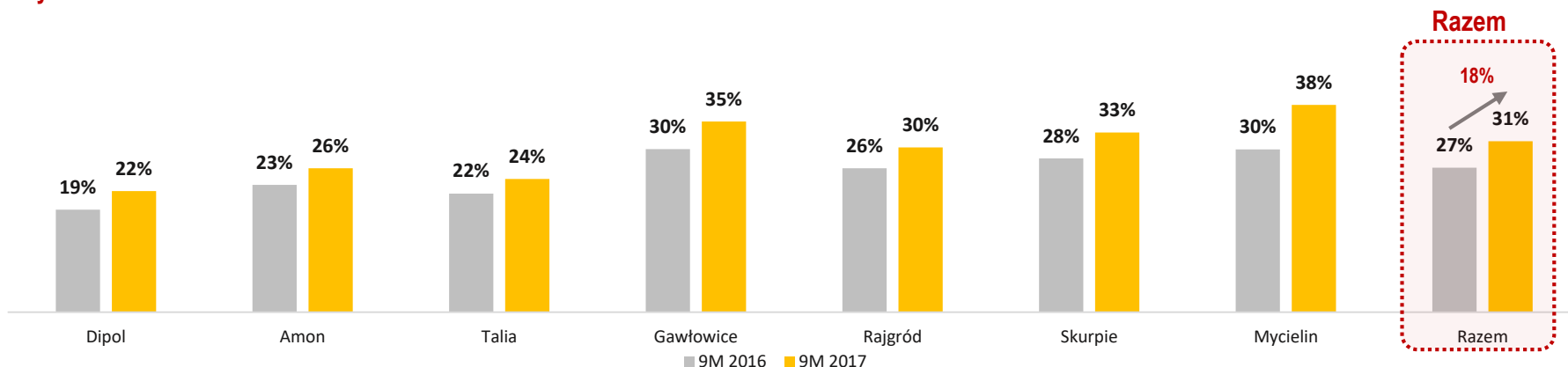
¹ Średnia arytmetyczna na bazie notowań TGE

² Średnia cena ważona średnim wolumenem transakcji zawieranych na TGE. Dla roku 2017 średnia cena na podstawie danych pomiędzy styczniem a wrześniem

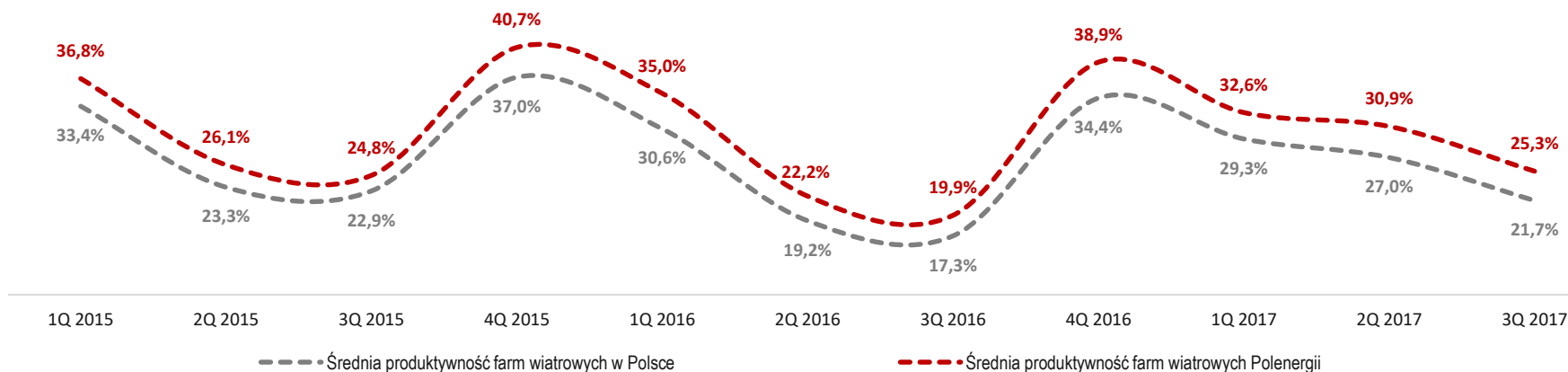
W trakcie 9 miesięcy 2017 średnie ceny ZC niższe o 37,3 PLN/MWh, a ceny Energii Elektrycznej niższe o 3,2 PLN/MWh w porównaniu do analogicznego okresu 2016

Znakomita wietrzność, produktywność znacząco powyżej średniej dla Polski

Produktywność brutto za 9 mies. 2017 vs. 9 mies. 2016



Produktywność netto farm Polenergii powyżej średniej*

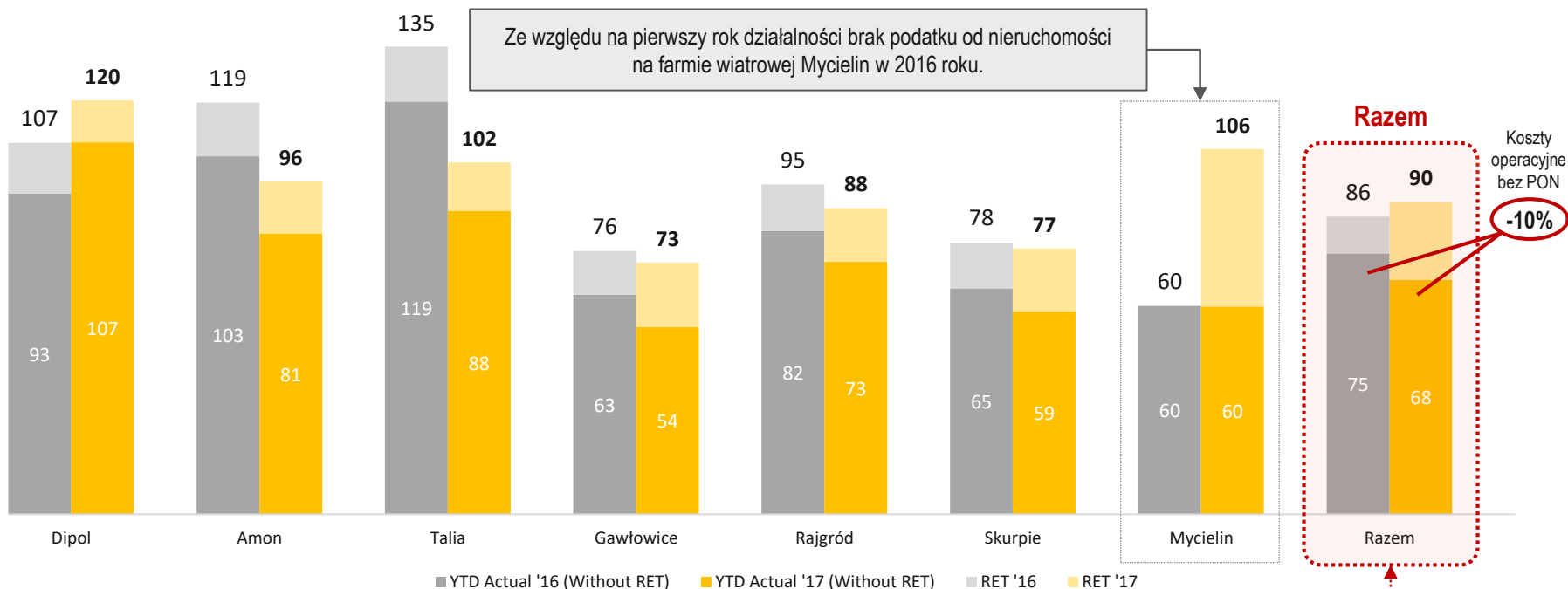


Źródło: Obliczenia Polenergii na bazie danych własnych i ARE

Wyższa o 18% wietrzność w oparciu o produkcję energii elektrycznej brutto w porównaniu do 9 mies. 2016 oraz produktywność powyżej średniej dla Polski

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

Koszty operacyjne farm wiatrowych [PLN/MWh]

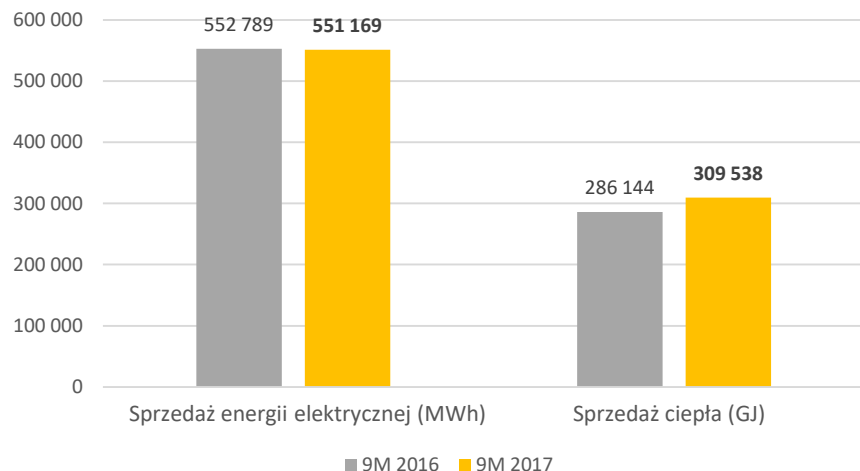


Znaczący spadek kosztów operacyjnych na MWh wyłączając wzrost podatku od nieruchomości

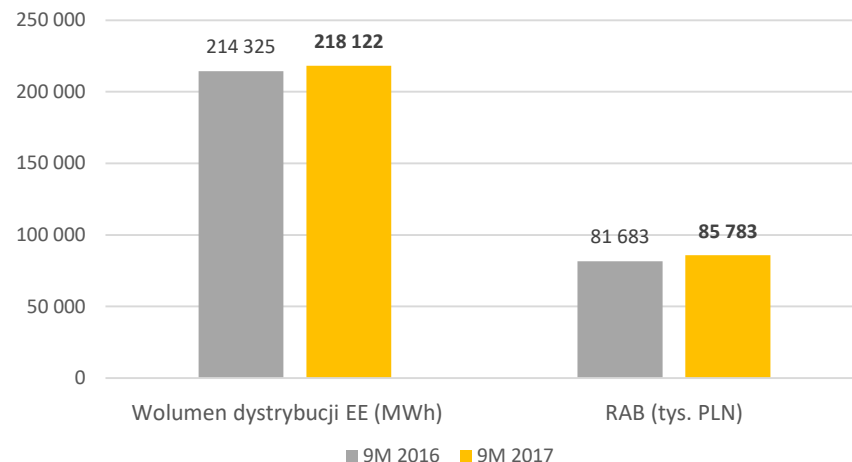
Nota 1: Vestas wywiązuje się ze zobowiązań umownych w związku z czym nie odnotowujemy strat na FW Mycielin

Stabilne dane operacyjne

Wolumeny w ENS: 9 mies. 2017 vs. 9 mies. 2016

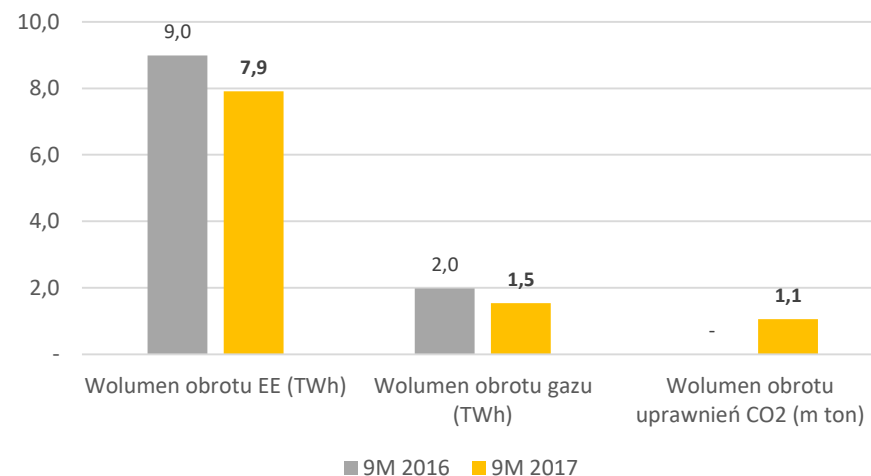


Wolumeny w Dystrybucji: 9 mies. 2017 vs. 9 mies. 2016



- Produkcja segmentu Energetyki Konwencjonalnej oraz sprzedaż segmentu Dystrybucji utrzymują się na stabilnym poziomie.
- Dobre wyniki na handlu energią elektryczną osiągnięte przy niższym wolumenie dzięki wyższej marżowości. Kontynuowany rozwój handlu uprawnieniami CO₂.

Wolumeny w Obrocie: 9 mies. 2017 vs. 9 mies. 2016



Bieżące kwestie strategiczne

Obszar	Cele strategiczne	Status
Adresowanie bieżących kwestii	1. Optymalizacja kosztów	Kontynuacja oszczędności kosztowych (4,4m PLN na wynagrodzeniach 9mies./9mies. kontynuując redukcję kosztów z 2016 r. na poziomie ok. 9m PLN).
	2. Obrona wartości	- Postępują rozmowy z bankami odnośnie reprofilowania zadłużenia farm wiatrowych. Zmiana warunków finansowania jest uzasadniona istotną zmianą otoczenia regulacyjnego w związku z wejściem w życie 25.09.2017 nowelizacji ustawy o OZE, która zmienia sposób określania wysokości opłaty zastępczej. - FW Dipol (Puck) – reprofilowanie zakończone z bardzo pozytywnym rezultatem – wpływ na Grupę w ciągu następnych 3 lat ok. 7m PLN
	3. Minimalizacja PON	Strategia wielokierunkowa, która już w pełni zabezpieczyła 30% istniejących farm wiatrowych w 2017 r. (wg. mocy) , przy jednoczesnej minimalizacji negatywnego wpływu regulacji w miarę możliwości pozostałych farm wiatrowych. Przyglądamy się trwającym pracom rządowym zmierzającym do przywrócenia poprzedniego sposobu ustalania podstawy do wyliczenia PON.
Zapewnienie wzrostu i dywersyfikacja	4. Morskie farmy wiatrowe	- Uzyskano drugą Decyzję Środowiskową dla projektu Bałtyk Środkowy II w kwietniu 2017. - Dalszy rozwój projektu farm wiatrowych na morzu zgodnie z harmonogramem.
	5. Dywersyfikacja technologiczna/geograficzna	- Jesteśmy na zaawansowanym etapie przygotowywania strategii dywersyfikacji technologicznej jak i geograficznej, której ogłoszenie nastąpi w przyszłym roku, gdy znane będą już wszystkie efekty tegorocznego zmian ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zmiany te dotyczą m.in. wysokości opłaty zastępczej, co bezpośrednio wpływa na refinansowanie naszych farm wiatrowych. Chcemy też poczekać na zatwierdzenie zmian przywracających stan obowiązujący przed przyjęciem ubiegłorocznej ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych proponowanych przez Ministerstwo Energii aby definitywnie wyjaśnić wątpliwości dotyczące opodatkowania wiatraków - Nadal aktywnie szukamy projektów magazynowania energii w Europie z naszym partnerem Convergent Energy



02

Skonsolidowane wyniki finansowe

Wyniki skonsolidowane za 9M 2017 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	9M 2017	9M 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	2 010,9	2 156,3	(145,3)	-7%
w tym Segment obrotu	1 618,8	1 705,2	(86,4)	-5%
Koszt własny sprzedaży	(1 930,1)	(2 062,9)	132,9	-6%
w tym koszty rodzajowe	(304,0)	(306,9)	2,9	-1%
Zysk brutto ze sprzedaży	80,8	93,3	(12,5)	-13%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(24,3)	(25,6)	1,2	-5%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(90,5)	(98,0)	7,5	-8%
A Zysk operacyjny (EBIT)	(34,0)	(30,2)	(3,7)	12%
Amortyzacja	73,1	85,6	(12,5)	-15%
Odpisy aktualizujące	99,1	102,9	(3,8)	-4%
EBITDA	138,2	158,2	(20,0)	-13%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(2,0)	(2,0)	-	0%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	(0,8)	0,8	-100%
Skorygowana EBITDA*	136,1	155,3	(19,2)	-12%
B Przychody finansowe	6,1	7,0	(0,9)	-12%
C Koszty finansowe	(47,4)	(48,0)	0,7	-1%
A+B+C Zysk (Strata) brutto	(75,2)	(71,3)	(3,9)	5%
Podatek dochodowy	(9,0)	(2,9)	(6,1)	212%
Zysk (Strata) netto	(84,2)	(74,2)	(10,0)	14%
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	4,5	4,5	-	-
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(0,7)	0,5	(1,2)	-
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	2,1	1,7	0,3	-
④ Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasową	9,8	-	9,8	-
⑤ Eliminacja odpisu związanego z developmemtem	89,3	96,5	(7,2)	-
⑥ Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	(5,3)	5,3	-
Skorygowany Zysk Netto*	20,6	23,7	(3,1)	-13%
Skorygowana Marża EBITDA	6,8%	7,2%	-0,4%	
Przychody Segmentu Obrót	1 618,8	1 705,2	(86,4)	
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(1 602,8)	(1 703,5)	100,8	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	126,9	160,2	(33,3)	-21%
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	32,4%	35,5%	-3,2%	

*) skorygowane o rozpoznane przychody (koszty) w danym roku obrotowym o charakterze niepieniężnym/m/jednorazowym

Przychody ze sprzedaży za 9 miesięcy niższe o 7% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego na co wpływ miały przede wszystkim niższe przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej na segmentach Obrotu oraz Dystrybucji oraz niższych przychodów ze sprzedaży pelletów (efekt ograniczenia działalności – którego efektem był dokonany odpis na wartości aktywów Biomasy Południe).

Rozbicie kosztów zostało zaprezentowane na slajdzie 13. Głównie widoczny wpływ programu oszczędnościowego (redukcja kosztów o 9,1 mPLN w całym 2016 roku oraz o dalsze 4,4 mPLN w roku 2017).

Spadek amortyzacji związany z wydłużeniem okresu użyteczności ekonomicznej turbin w segmencie farm wiatrowych do 25 lat.

Odpisy aktualizujące zostały opisane w punktach 4 i 5 poniżej.

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona na slajdzie 20.

Wyższy poziom podatku dochodowego wynikający głównie ze zmniejszenia rezerwy na podatek odroczone (6,3 mln PLN) związanej z odpisem projektu budowy gazociągu w 3 kwartale 2016 r. Powyższa rezerwa była utworzona w związku z rozliczeniem ceny nabycia w wyniku wniesienia do Grupy struktur grupy Neutron w 2014 r.

Pozycje normalizujące:

- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (poza goodwillem)
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wynijające z kredytu walutowego EUR)
- 3) Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów
- 4) Odpis związany z zaniechaniem działalności spółki Grupa PEP Biomasa Południe Sp. z o.o.
- 5) Odpis związany z odpisem aktualizującym wartość środków trwałych związanych z realizacją projektu Elektrownia Północ oraz rezygnacji z projektu budowy farmy wiatrowej w Grabowie w 2017 roku. W 2016 roku widoczny odpis na poziomie projektu PPG oraz developmemtu farm wiatrowych.
- 6) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów

Spadek marży wynika głównie ze spadku cen zielonych certyfikatów i jednorazowego efektu wyższej bazy w 1 kwartale 2016 roku w segmencie energetyki konwencjonalnej.

Wyniki skonsolidowane za 3Q 2017 – P&L

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	3 kwartał 2017	3 kwartał 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	668,4	789,8	(121,4)	-15%
w tym Segment obrotu	537,5	659,5	(122,0)	-18%
Koszt własny sprzedaży	(632,1)	(777,0)	144,9	-19%
w tym koszty rodzajowe	(97,0)	(96,0)	(1,0)	1%
Zysk brutto ze sprzedaży	36,3	12,7	23,6	186%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(7,8)	(6,2)	(1,6)	27%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(96,2)	(47,2)	(49,1)	104%
A Zysk operacyjny (EBIT)	(67,7)	(40,6)	(27,1)	67%
Amortyzacja	24,1	29,4	(5,2)	-18%
Odpisy aktualizujące	99,1	48,6	50,4	104%
EBITDA	55,5	37,5	18,1	48%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(0,7)	(0,7)	-	0%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA*	54,9	36,8	18,1	49%
B Przychody finansowe	1,1	1,3	(0,2)	-15%
C Koszty finansowe	(15,1)	(15,9)	0,8	-5%
A+B+C Zysk (Strata) brutto	(81,6)	(55,1)	(26,5)	48%
Podatek dochodowy	(3,9)	6,0	(9,8)	-165%
Zysk (Strata) netto	(85,5)	(49,2)	(36,3)	74%
① Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1,5	1,5	-	-
② Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	0,1	(0,6)	0,7	-
③ Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	0,7	0,7	(0,0)	-
④ Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasową	9,8	-	9,8	-
⑤ Eliminacja odpisu związanego z developmemtem	89,3	42,3	47,0	-
⑥ Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto*	15,8	(5,3)	21,1	402%
Skorygowana Marża EBITDA	8,2%	4,7%	3,6%	
Przychody Segmentu Obrót	537,5	659,5	(122,0)	
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(527,8)	(659,9)	132,1	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	47,4	39,1	8,2	21%
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	36,2%	30,0%	6,1%	

*) skorygowane o rozpoznane przychody (koszty) w danym roku obrotowym o charakterze niepieniężnym/jednorazowym

Przychody ze sprzedaży w 3 kwartale przychody niższe o 15%, co wynika przede wszystkim z niższych przychodów ze sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej i gazu.

Opis różnic na kosztach rodzajowych oraz kosztach sprzedaży i ogólnego zarządu wyjaśniony na slajdzie 14. W głównej mierze widoczny wpływ programu oszczędnościowego w wyniku którego koszty wynagrodzeń uległy redukcji o dalsze 1,7 mPLN w 3 kwartale 2017 roku.

Spadek amortyzacji związany z wydłużeniem okresu użyteczności ekonomicznej turbin w segmencie farm wiatrowych do 25 lat.

Dekompozycja EBITDA została przedstawiona na slajdzie 21.

Wyższy poziom podatku dochodowego wynikający głównie ze zmniejszenia rezerwy na podatek odroczony (6,3 mln PLN) związanej z odpisem projektu budowy gazociągu w 3 kwartale 2016 r. Powyższa rezerwa była utworzona w związku z rozliczeniem ceny nabycia w wyniku wniesienia do Grupy struktur grupy Neutron w 2014 r. .

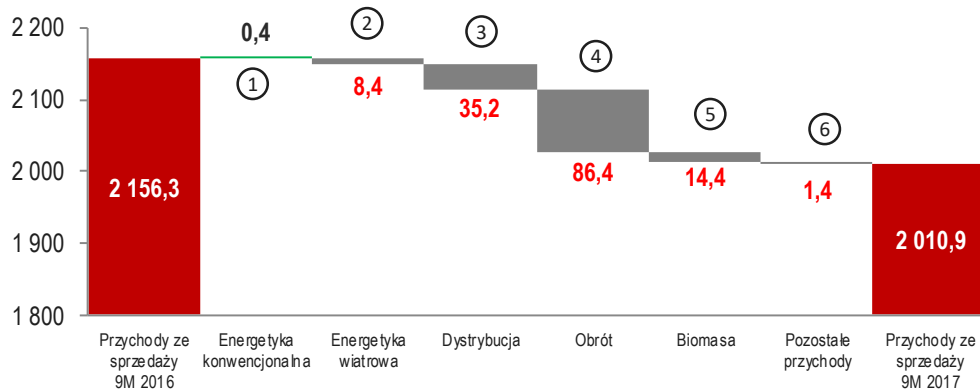
Pozycje normalizujące:

- 1) Efekt alokacji ceny nabycia (poza goodwillem)
- 2) Niezrealizowane różnice kursowe (przede wszystkim na projekcie Dipol wynijające z kredytu walutowego EUR)
- 3) Księgowe podejście MSSF do wyceny kredytów
- 4) Odpis związany z zaniechaniem działalności spółki Grupa PEP Biomasa Południe Sp. z o.o.
- 5) Odpis związany z odpisu aktualizującego wartość środków trwałych związanych z realizacją projektu Elektrownia Północ oraz rezygnacji z projektu budowy farmy wiatrowej w Grabowie w 2017 roku. W 2016 roku widoczny odpis na poziomie projektu PPG.
- 6) Wynik na sprzedaży EC Zakrzów.

Wzrost marży wynika głównie z powodu lepszej wietrzności oraz istotnego negatywnego efektu wyceny magazynu ZC w 2016 roku.

Ewolucja przychodów ze sprzedaży Grupy Polenergia S.A. w 9M 2017

Bridge przychodów 2016/2017

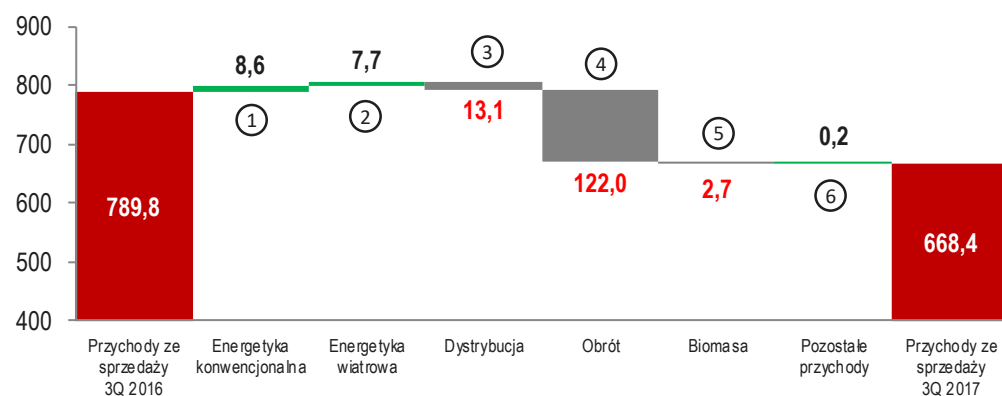


Przychody wg segmenytów (m PLN)	9M 2017	9M 2016	Różnica	%	
Energetyka konwencjonalna	208,1	207,7	0,4	0%	①
Energetyka wiatrowa	92,5	100,9	(8,4)	-8%	②
Dystrybucja	64,0	99,2	(35,2)	-35%	③
Obrót	1 618,8	1 705,2	(86,4)	-5%	④
Biomasa	23,1	37,5	(14,4)	-38%	⑤
Pozostałe przychody	4,4	5,8	(1,4)	-24%	⑥
RAZEM	2 010,9	2 156,3	(145,3)	-7%	

- Energetyka konwencjonalna:** Przychody ze sprzedaży na porównywalnym poziomie jak w analogicznym okresie ubiegłego roku.
- Energetyka wiatrowa:** Niższe przychody ze względu na spadek cen zielonych certyfikatów rok do roku.
- Dystrybucja:** Niższe przychody ze względu na niższą marżę na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku.
- Obrót:** Niższe przychody ze względu na mniejszy wolumen sprzedaży będący wynikiem mniejszej płynności i wolumenów na rynku hurtowym.
- Biomasa:** Przychody ze sprzedaży niższe ze względu na mniejsze wolumeny i ceny sprzedaży pelletu
- Pozostałe przychody, w tym:** Przychody z usług dzierżawy i operatorskie, przychody ze sprzedaży towarów. przychody z najmu.

Ewolucja przychodów ze sprzedaży Grupy Polenergia S.A. w 3Q 2017

Bridge przychodów 2016/2017

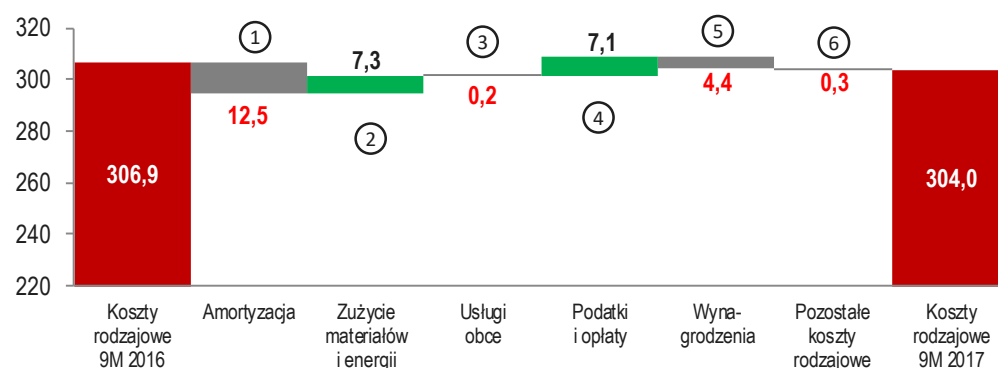


Przychody wg segmenytów (m PLN)	3Q 2017	3Q 2016	Różnica	%	
Energetyka konwencjonalna	74,2	65,6	8,6	13%	①
Energetyka wiatrowa	27,3	19,6	7,7	39%	②
Dystrybucja	20,8	33,9	(13,1)	-39%	③
Obrót	537,5	659,5	(122,0)	-18%	④
Biomasa	7,2	10,0	(2,7)	-27%	⑤
Pozostałe przychody	1,4	1,2	0,2	19%	⑥
RAZEM	668,4	789,8	(121,4)	-15%	

- Energetyka konwencjonalna:** Wyższe przychody w trzecim kwartale są konsekwencją wyższej rekompensaty gazowej za 3Q2017 vs 3Q2016 (wyższy koszt gazu oraz wyższy wskaźnik Wg).
- Energetyka wiatrowa:** Wyższe przychody ze względu na bardzo dobrą wietrzność oraz pozytywny trend w cenach zielonych certyfikatów w trzecim kwartale 2017 roku.
- Dystrybucja:** Niższe przychody ze względu na niższą marżę na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku.
- Obrót:** Niższe przychody ze względu na mniejszy wolumen sprzedaży będący wynikiem mniejszej płynności i wolumenów na rynku hurtowym.
- Biomasa:** Przychody ze sprzedaży niższe ze względu na mniejsze wolumeny i ceny sprzedaży pelletu
- Pozostałe przychody, w tym:** Przychody z usług dzierżawy i operatorskie, przychody ze sprzedaży towarów oraz przychody z najmu.

Ewolucja kosztów rodzajowych Grupy Polenergia S.A. w 9M 2017

Bridge kosztów 2017/2016

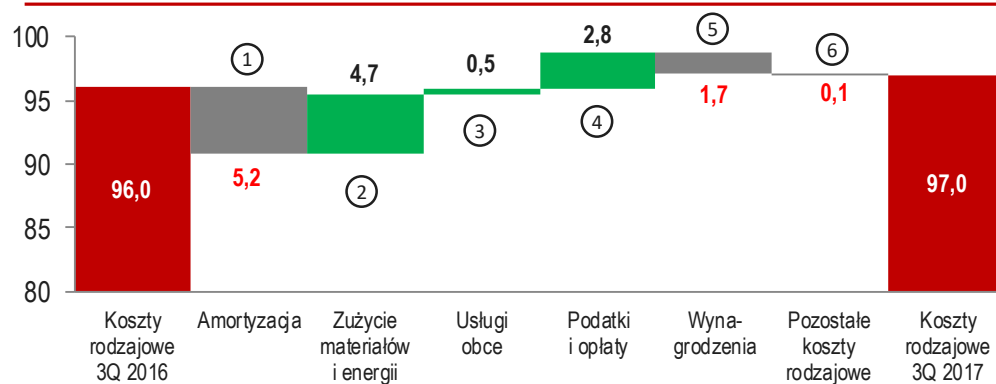


Dekompozycja kosztów rodzajowych	9M 2017	9M 2016	Różnica	%	
Amortyzacja	73,1	85,6	(12,5)	-15%	①
Zużycie materiałów i energii	139,9	132,6	7,3	6%	②
Usługi obce	41,3	41,5	(0,2)	0%	③
Podatki i opłaty	19,9	12,8	7,1	56%	④
Wynagrodzenia	27,4	31,8	(4,4)	-14%	⑤
Pozostałe koszty rodzajowe	2,4	2,6	(0,3)	-10%	⑥
RAZEM	304,0	306,9	(2,9)	-1%	
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatn)	1 650,4	1 781,6	(131,2)	-7%	⑦
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(24,3)	(25,6)	1,2	-5%	⑧
Razem koszt własny sprzedaży	1 930,1	2 062,9	(132,9)	-6%	

- Amortyzacja:** przede wszystkim spadek związany z wydłużeniem ekonomicznej użyteczności turbin w segmencie farm wiatrowych oraz dokonany w 2016 roku odpisem.
- Zużycie materiałów i energii:** wzrost ze względu na wyższe koszty gazu w ENS, częściowo zniwelowane przez mniejsze zużycie materiałów i energii w segmencie Biomasy, w segmencie Dystrybucji, segmencie Farm Wiatrowych oraz mniejsze koszty po sprzedaży EC Zakrzów.
- Usługi obce:** Koszty usług obcych na porównywalnym poziomie jak w analogicznym okresie poprzedniego roku.
- Podatki i opłaty:** wzrost wynika z wyższego podatku od nieruchomości w farmach wiatrowych, przede wszystkim z uwzględnienia kosztów PON na FW Mycielin (brak płatności w 2016 roku).
- Wynagrodzenia:** spadek kosztów wynagrodzeń w związku z wprowadzonym programem oszczędnościowym na poziomie HQ (Polenergia SA w ujęciu jednostkowym), sprzedażą EC Zakrzów, oraz ograniczeniem zatrudnienia w segmencie Biomasy. Spadek ubezpieczeń społecznych zgodny ze spadkiem wynagrodzeń.
- Pozostałe:** spadek pozostałych kosztów rodzajowych w związku z ograniczeniem kosztów działalności Grupy.
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów:** spadek spowodowany głównie zmianą kosztu na poziomie segmentu Dystrybucji.
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu:** niższe koszty między innymi w wyniku programu oszczędnościowego. Wartość ujemna w zestawieniu, ponieważ koszty te są już uwzględnione na poziomie kosztów rodzajowych.

Ewolucja kosztów rodzajowych Grupy Polenergia S.A. w 3Q 2017

Bridge kosztów 2017/2016

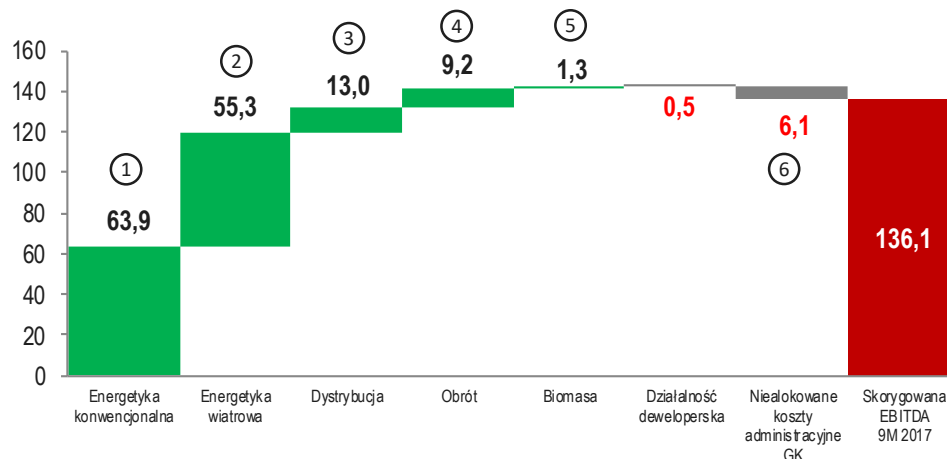


Dekompozycja kosztów rodzajowych	3Q 2017	3Q 2016	Różnica	%	
Amortyzacja	24,1	29,4	(5,2)	-18%	①
Zużycie materiałów i energii	43,1	38,4	4,7	12%	②
Usługi obce	13,4	12,9	0,5	4%	③
Podatki i opłaty	6,6	3,8	2,8	73%	④
Wynagrodzenia	9,0	10,7	(1,7)	-16%	⑤
Pozostałe koszty rodzajowe	0,8	0,8	(0,1)	-10%	⑥
RAZEM	97,0	96,0	1,0	1%	
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodat.	542,8	687,1	(144,3)	-21%	⑦
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(7,8)	(6,2)	(1,6)	27%	⑧
Razem koszt własny sprzedaży	632,1	777,0	(144,9)	-19%	

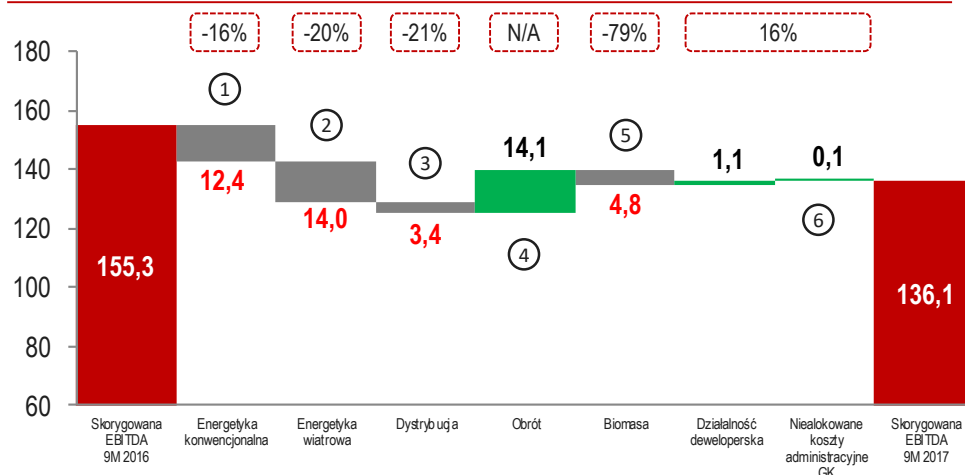
- Amortyzacja:** przede wszystkim spadek związany z wydłużeniem ekonomicznej użyteczności turbin w segmencie farm wiatrowych oraz dokonany w 2016 roku odpisem.
- Zużycie materiałów i energii:** wzrost dotyczy przede wszystkim ENS i podyktowany jest wyższymi kosztami gazu ziemnego w 2017 roku.
- Usługi obce:** nieznaczny wzrost kosztów usług obcych, głównie w ENS.
- Podatki i opłaty:** wzrost wynika z wyższego podatku od nieruchomości w farmach wiatrowych, przede wszystkim z uwzględnienia kosztów PON na FW Mycielina (brak płatności w 2016 roku).
- Wynagrodzenia:** spadek kosztów wynagrodzeń w związku z wprowadzonym programem oszczędnościowym na poziomie HQ oraz ograniczeniem zatrudnienia w segmencie Biomasy.
- Pozostałe:** spadek pozostałych kosztów rodzajowych w związku z ograniczeniem kosztów działalności Grupy.
- Wartość sprzedanych towarów i materiałów:** spadek spowodowany głównie zmianą kosztu na poziomie segmentu Dystrybucji.
- Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu:** Wzrost kosztów wynika z korekty kosztów zarządu ogólnego zarządu, które zostały przeklasyfikowane w trzecim kwartale 2016 roku do kosztów własnych sprzedaży.

Wyniki skonsolidowane za 9M 2017 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 9M 2017



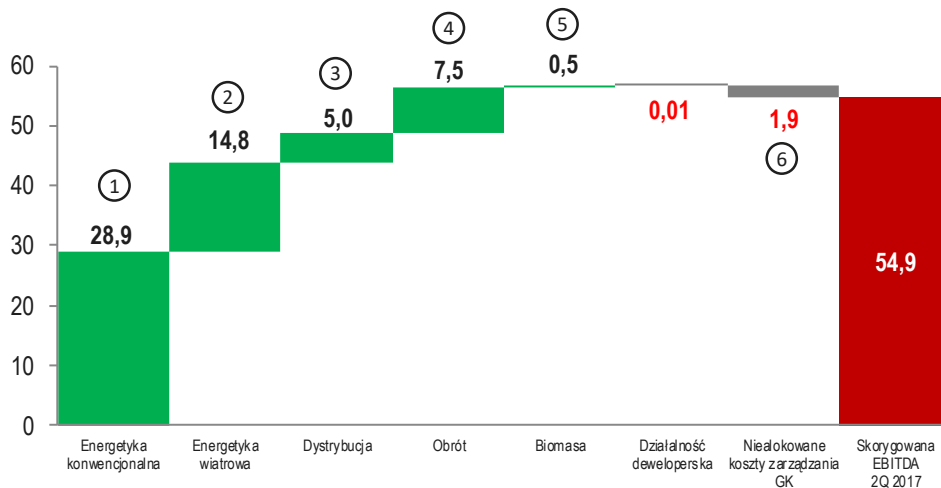
EBITDA Bridge 9M 2017/ 9M 2016



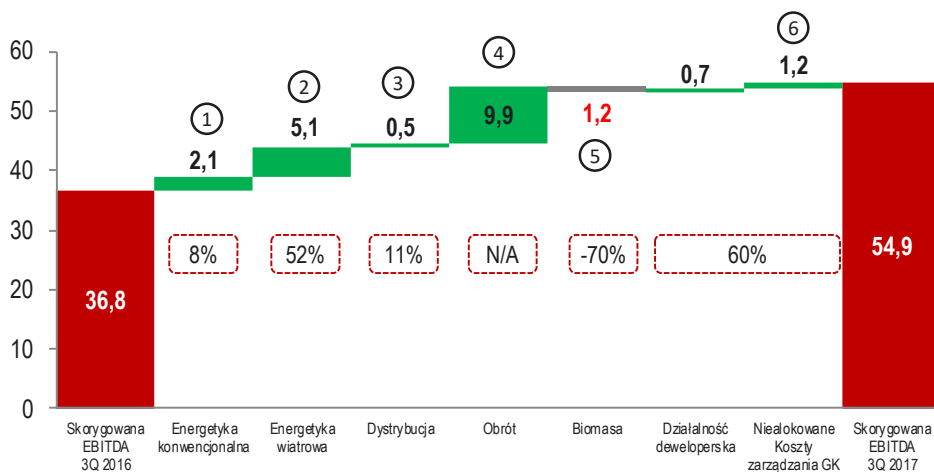
- Energetyka Konwencjonalna:** niższy wynik EBITDA segmentu (o 12,4 mln PLN), wynikający z aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016r.) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO2 dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020 (wpływ zdarzenia jednorazowego na poziomie ok. 14 mln PLN).
- Energetyka Wiatrowa:** spadek EBITDA (o 14,0 mln PLN) w rezultacie niższych cen zielonych certyfikatów oraz wyższych kosztów podatku od nieruchomości, tylko częściowo skompensowanych wyższą produkcją farm wiatrowych.
- Segment Dystrybucji:** spadek EBITDA o 3,4 mln PLN, wynikający z wysokiej bazy I kw. roku 2016 (rozwiązanie rezerwy na rozliczenia z kontrahentem) (wpływ zdarzenia jednorazowego na poziomie ok. 2,5 mln PLN) oraz niższych marż na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku.
- Segment Obrotu:** EBITDA wyższa od ubiegłorocznej (o 14,1 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane pozytywnym trendem na w cenach zielonych certyfikatów (istotny spadek cen świadectw w roku poprzednim) oraz lepszymi wynikami w obszarze handlu energią elektryczną.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 4,8 mln PLN) ze względu na niższe wolumeny sprzedaży oraz wyższą cenę surowca.
- Niealokowane koszty administracyjne Grupy:** koszty operacyjne niższe z uwagi na przeprowadzony program optymalizacyjny (wpływ widoczny na poziomie układu rodzajowego).

Wyniki skonsolidowane za 3Q 2017 – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 3Q 2017



EBITDA Bridge 3Q 2017/ 3Q 2016



- Energetyka Konwencjonalna:** Wyższy wynik EBITDA o 2,1 mln PLN co jest konsekwencją wyższej korekty rekompensaty gazowej za 2016 (wyższy wskaźnik Wg oraz niższy koszt węgla) ujętej w III kwartale 2017 (zgodnie z Informacją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 53/2017 z 2 sierpnia 2017 roku).
- Energetyka Wiatrowa:** wzrost EBITDA (o 5,1 mln PLN) w rezultacie znacząco wyższej produkcji farm wiatrowych, częściowo skompensowany przez spadek cen zielonych certyfikatów.
- Segment Dystrybucji:** wynik EBITDA porównywalny do 3Q 2016.
- Segment Obrotu:** EBITDA wyższa od ubiegłorocznej (o 9,9 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane pozytywnym trendem na w cenach zielonych certyfikatów (istotny spadek cen świadectw w roku poprzednim) oraz lepszymi wynikami w obszarze handlu energią elektryczną.
- Segment Biomasy:** spadek EBITDA (o 1,2 mln PLN) ze względu na niższe wolumeny sprzedaży oraz wyższą cenę surowca.
- Niealokowane koszty administracyjne Grupy:** koszty operacyjne niższe z uwagi na przeprowadzony program optymalizacyjny (wpływ widoczny na poziomie układu rodzajowego).

Analiza skonsolidowanego rachunku przepływów pieniężnych

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych (mPLN)	9M 2017	9M 2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.EBITDA	138	158
II.Korekty razem	(56)	(24)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	81	131
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	7	5
II. Wydatki	(22)	(75)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(15)	(70)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I. Wpływy	18	81
II. Wydatki	(141)	(162)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	(123)	(81)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(57)	(20)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	(57)	(20)
F.Środki pieniężne na początek okresu	381	362
G.Skonsolidowane środki pieniężne na koniec okresu	324	342
Skonsolidowany dług	1 037	1 129
Skonsolidowany dług netto	713	787

Komentarz do roku 2017

Na wartość korekt składają się przede wszystkim zmiany na kapitale obrotowym (- 59 mPLN) w segmencie obrotu i w ENS oraz podatek dochodowy (+2 mPLN).

Nakłady rozwojowe w 2017 roku obejmują rozwój segmentu dystrybucji (10 mPLN) oraz development projektów (9 mPLN). W 2016 roku widoczny jest efekt budowy farmy wiatrowej Mycielin (46 mPLN).

Wpływy wynikają głównie z zaciągnięcia kredytu inwestycyjnego w segmencie dystrybucji (6 mPLN) oraz kredytu obrotowego w ENS (12 mPLN).

Splata kredytów inwestycyjnych oraz odsetek, przede wszystkim farmy wiatrowe (93 mPLN), ENS (43 mPLN, w tym 12 mPLN kredytu obrotowego) i Dystrybucja (1 mPLN).

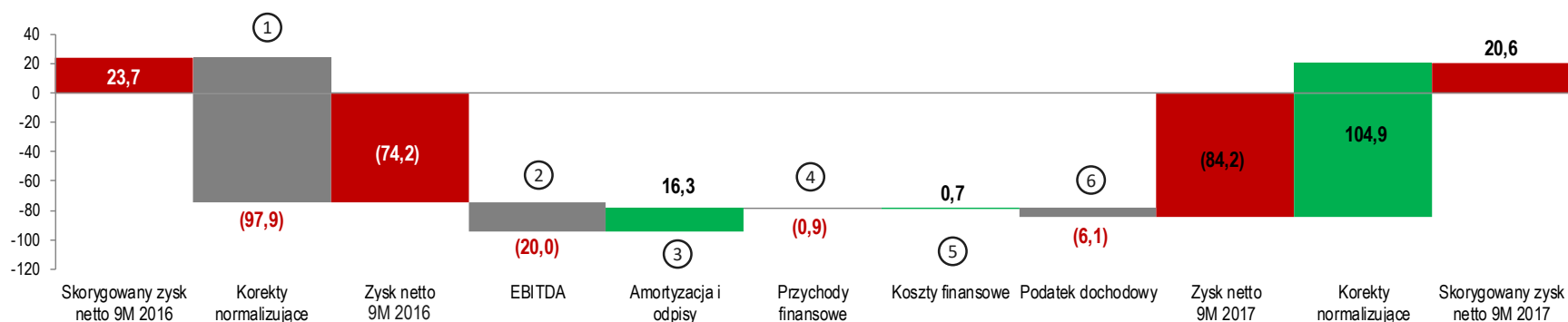
W tym 165 mPLN gotówki na poziomie Polenergii S.A. jako zabezpieczenie niepewności na rynku i fundusze na dalszą dywersyfikację / wzrost.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/08/2016 r. do 30/09/2017 r.) wyniosła 208,8 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 30 września 2017 roku wyniosło 712,8 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,41x odnotował spadek w porównaniu do 2016r. (3,66x).

Niższy Dług Netto wynika z niższego zalewarowania skompensowanego częściowo przez niższe saldo środków pieniężnych, w konsekwencji wskaźnik Dług Netto / EBITDA jest niższy w porównaniu do 2016 roku.

Zysk netto – omówienie zmian r/r

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	9M 2017	9M 2016	Zmiana	Korekty normalizujące [mln PLN]	9M 2017	9M 2016	Zmiana
EBITDA	138,2	158,2	(20,0)	Efekt alokacji ceny nabycia	4,5	4,5	0,0
Skorygowana EBITDA	136,1	155,3	(19,2)	Efekt niezrealizowanych różnic kursowych	(0,7)	0,5	(1,2)
Zysk/Strata Netto	(84,2)	(74,2)	(10,0)	Efekt wyceny kredytów metodą AMC	2,1	1,7	0,3
Skorygowany Zysk/Strata Netto	20,6	23,7	(3,1)	Odpisy aktualizujące	99,1	96,5	2,5
				Efekt sprzedaży EC Zakrzów	0,0	(5,3)	5,3
				RAZEM	104,9	97,9	6,9



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik spadł o 3,1 mln PLN, co było spowodowane przez:

1. Szczegółowa dekompozycja korekt normalizujących za 9 miesięcy 2016 i 2017 roku została przedstawiona powyżej;
2. Wpływ EBITDA (wynik gorszy o 20,0 mln PLN);
3. Niższą amortyzację (o 12,5 mln PLN) wynikającą przede wszystkim ze zmiany polityki dotyczącej okresu użyteczności ekonomicznej projektów wiatrowych (wydłużenie okresu użyteczności ekonomicznej turbin do 25 lat wynikające z przesłanek technicznych, które zostały zidentyfikowane w efekcie dialogu z producentami turbin) oraz koszty odpisów w 2016 roku (w wysokości 2,5 mln PLN);
4. Niższe przychody finansowe (o 0,9 mln PLN), w wyniku sprzedaży EC Zakrzów w 2016 roku (dodatni wynik na poziomie 3,2 mln PLN) częściowo skompensowanej wyższymi odsetkami od depozytów oraz dodatnimi różnicami kursowymi;
5. Niższe koszty finansowe (o 0,7 mln PLN) wynikające w szczególności z niższych kosztów z tytułu odsetek i prowizji (o 0,7 mln PLN).
6. Wyższy podatek dochodowy w 2017 (o 6,1 mln PLN).

Bilans

Aktywa (mPLN)	Na dzień 30.09.2017 r.	Na dzień 31.12.2016 r.	Różnica
Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 078	2 271	(193)
Rzeczowe aktywa trwałe	1 814	2 000	(186)
Wartości niematerialne	33	39	(6)
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185	185	(0)
Aktywa finansowe	16	12	4
Należności długoterminowe	5	5	(0)
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	26	30	(4)
Rozliczenia międzyokresowe	0	0	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	584	703	(119)
Zapasy	34	41	(7)
Należności z tytułu dostaw i usług	109	149	(40)
Należności z tytułu podatku dochodowego	2	6	(4)
Pozostałe należności krótkoterminowe	33	20	13
Rozliczenia międzyokresowe	7	6	1
Krótkoterminowe aktywa finansowe	75	100	(25)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	324	381	(57)
Aktywa razem	2 662	2 974	(312)

Pasywa (mPLN)	Na dzień 30.09.2017 r.	Na dzień 31.12.2016 r.	Różnica
Kapitał własny	1 184	1 267	(83)
Zobowiązania długoterminowe	939	1 016	(77)
Kredyty bankowe i pożyczki	747	820	(73)
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	69	66	3
Rezerwy	24	26	(2)
Rozliczenia międzyokresowe	57	59	(2)
Pozostałe zobowiązania	43	45	(2)
Zobowiązania krótkoterminowe	539	692	(153)
Kredyty bankowe i pożyczki	289	296	(7)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	124	156	(32)
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	1	1	0
Pozostałe zobowiązania	105	220	(115)
Rezerwy	3	3	0
Rozliczenia międzyokresowe	16	15	1
Pasywa razem	2 662	2 974	(312)

Głównie bieżąca amortyzacja aktywów operacyjnych oraz dokonane odpisy, częściowo skompensowana przez wzrost wartości w segmentach dystrybucji i developmentu, wynikający z nakładów inwestycyjnych poniesionych w tym okresie.

Spadek należności przede wszystkim w wyniku spadku należności handlowych w segmentach farm wiatrowych, dystrybucji, obrotu i HQ.

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót.

Zmiana salda środków pieniężnych została omówiona w części dotyczącej przepływów pieniężnych.

Splata kredytów i pożyczek (segment FW – 56 mPLN, ENS – 40 mPLN) skompensowana nowymi ciągnięciami (Dystrybucja – 6 mPLN) oraz kredytem obrotowym (ENS – 12mPLN)

Inne zobowiązania składają się przede wszystkim ze zobowiązań ENS z tyt. rozliczeń KDT, kontraktów w PE-Obrót oraz zobowiązań wynikającego z PPA.

Spadek zobowiązań wynika głównie ze spadku zobowiązań handlowych w segmentach obrotu i dystrybucji.

Głównie zobowiązania w ENS oraz wycena kontraktów w segmencie Obrotu.

- Skorygowana EBITDA za ostatnie 12M (od 1/08/2016 r. do 30/09/2017 r.) wyniosła 208,8 mPLN, a zadłużenie netto grupy na 30 września 2017 roku wyniosło 712,8 mPLN.
- Wskaźnik Dług netto / EBITDA wynosi 3,41x.

03

Sytuacja Rynkowa i Otoczenie Regulacyjne

Kluczowe zmiany w regulacjach

(Nowelizacja ustawy o OZE z dnia 20.07.2017)

Zagadnienie:

Opis:

Wpływ na
Polenergię

Zmiana wysokości opłaty zastępczej

- Nowelizacja zakłada powiązanie jednostkowej opłaty zastępczej z rynkowymi cenami praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w ten sposób aby wynosiła w danym roku kalendarzowym 125 proc. rocznej ceny średnioważonej świadectw pochodzenia za poprzedni rok.
- W uzasadnieniu do nowelizacji posłowie podkreślają konieczność rozwiązania problemu nadpodaży i oczekują że proponowana przez nich zmiana opłaty zastępczej w połączeniu ze wzrostem obowiązku umorzenia do 19.5% w 2020 r. spowoduje spadek nadpodaży aż do pojawienia się deficytu zielonych certyfikatów na rynku w 2020 r.



Ustalenie wysokości obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z OZE w 2018 r. i 2019 r.

- Ustalenie obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z OZE na poziomie 17,5% w 2018 r. i 18,5% w 2019 r. jest pozytywnym sygnałem dającym nadzieję na ograniczenie nadpodaży, zwłaszcza jeśli trend wzrostowy będzie kontynuowany zgodnie z założeniami przyjętymi w OSR do Poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii



Wprowadzone zmiany w ustawodawstwie mają potencjalnie pozytywny wpływ na Polenergię

Kluczowe oczekiwane zmiany w regulacjach (1/2)

(Projekt nowelizacji Ustawy o OZE i innych ustaw)

Zagadnienie:

Opis:

Wpływ na
Polenergię

Powrót do czytelnego podziału elektrowni wiatrowej na część budowlaną i elementy techniczne

- Zaproponowana definicja elektrowni wiatrowej dokonuje słusznego podziału na część budowlaną i techniczną urządzenia efektywnie przywracając stan prawny sprzed wejścia w życie Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.
- Zmiana ta rozwiązuje kontrowersyjny problem sposobu naliczania podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych który od wejścia w życie ustawy wraca do poprzedniego niskiego poziomu i przestaje być przedmiotem swobodnej interpretacji dokonywanej przez lokalne władze podatkowe lub sądy administracyjne.



Rezygnacja z wymogu uzyskania decyzji o pozwoleniu na użytkowanie do 2019 r.

- Dotychczas jedynie farmy wiatrowe których budowa rozpoczęłaby się w 1 połowie 2018 r. miały szansę na spełnienie tego warunku. Jednocześnie aukcja dla wiatru ogłoszona na 2017 r. zakłada wsparcie jedynie dla 100-150MW co oznacza że pozostałe projekty nie miałyby szansy na realizację.
- Uchylenie artykułu likwiduje to ograniczenie i zwiększa szansę na realizację projektów, przy czym cały czas pozostają w mocy ograniczenia wynikające z okresu ważności pozwolenia na budowę oraz ważności umów przyłączeniowych z których większość także wygasa w 2019 r.



Umożliwienie remontu istniejących elektrowni wiatrowych

- Zmienione brzmienie artykułu pozwala na dokonywanie remontów prowadzących do zmiany parametrów użytkowych lub technicznych elektrowni pod warunkiem, iż działania te nie zwiększą jej oddziaływania na środowisko.
- Zmiana pozwala zarówno na re-powering farm wiatrowych jak i na modernizacje prowadzące do wydłużenia życia, wzrostu produktywności lub ograniczenia wpływu na środowisko ze strony farm wiatrowych.



Większość proponowanych zmian w Ustawie o OZE i tzw. Odległościowej może mieć pozytywny wpływ na Polenergię

Kluczowe oczekiwane zmiany w regulacjach (2/2)

(Projekt ustawy o rynku mocy)

Cel

- Rynek mocy ma dać dodatkowe źródło wynagrodzenia dla producentów energii w zamian za gotowość do zaoferowania - w razie potrzeby - określonych mocy elektrowni. Za tę gotowość zapłacić mają odbiorcy energii w postaci tzw. opłaty mocowej doliczanej do rachunków za energię.
- Wprowadzenie tego mechanizmu ma zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii w horyzoncie średnio- i długoterminowym.

Status realizacji projektu

- Minister Krzysztof Tchórzewski przewiduje, że rynek mocy wejdzie w życie od 1 stycznia 2018 r
- Projekt ustawy o rynku mocy trafił do podkomisji sejmowej.
- Równolegle z pracami w parlamencie toczą się rozmowy przedstawicieli resortu energii z Komisją Europejską. KE uznaje rynek mocy za formę pomocy publicznej - stąd potrzebna jest jej zgoda na takie rozwiązania.

Konsekwencje dla ENS

- Dodatkowe źródło przychodów – do 2027r. producenci energii otrzymają prawie PLN 26,9mld.
- Zgodnie z projektem ustawy w 2021 r. w Polsce będzie już funkcjonował rynek mocy z płatnościami za moc.
- Konsumenci odczują opłatę mocową w swoich rachunkach od 2021 r.
- Wysokość opłaty mocowej będzie zależna od wyników aukcji, w których wygrywać będą najtańsze oferty.

ENS będzie objęty mechanizmem rynku mocy. W 2020 roku będzie w pełni zamortyzowaną, pozbawioną długu elektrownią gazową co pozwoli jej na sprawne konkutowanie na nowym rynku.

Kwestie regulacyjne: rozporządzenie dotyczące cen referencyjnych potwierdzone

Typ instalacji	Cena referencyjna 2017	Szansa dla Polenergii
Biomasa	≤50MW	415 ✓
Wiatr na lądzie	>1MW	350 ✓
Wiatr na morzu		470 ✓
Instalacje hybrydowe	>1MW	405 ✓

- Rozporządzenie dotyczące **cen referencyjnych** zostało opublikowane w marcu 2017.
- Rozporządzenia dotyczące **maksymalnej ilości i wartości energii** zakupionej w drodze aukcji oraz **kolejności przeprowadzania aukcji** w 2017 roku zostały opublikowane w kwietniu.

W grudniu 2016 i czerwcu 2017 roku, URE zorganizowało aukcje dla następujących koszyków technologicznych:

Koszyk technologiczny	Wynik	Cena (PLN/MWh)
Istniejące biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej elektrycznej ≤ 1MW	Złożono 7 ofert, 7 wygrało. Łącznie sprzedana energia: 824,6 TWh	Min: 502,2 Max: 504,6
Istniejące biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej elektrycznej > 1MW	Aukcja nie doszła do skutku z powodu zbyt małej liczby złożonych ofert	
Nowe instalacje inne niż wymienione w art. 73 ust. 3a pkt 1–3 i 6 ustawy o odnawialnych źródłach energii o mocy zainstalowanej ≤ 1MW (Instalacje Fotowoltaiczne)	Złożono 152 oferty, 84 wygrały. Łącznie sprzedana energia: 1 567,3 TWh	Min: 253,5 Max: 408,8
Instalacje istniejące o mocy zainstalowanej ≤ 1 MW, spełniających kryterium stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej – powyżej 3 504 MWh/MW/rok oraz o emisyjności nie większej 100 kg/MWh (mała energetyka wodna)	Złożono 49 ofert, 49 wygrało. Łącznie sprzedana energia: 416,6 TWh	Min: 30,0 Max: 468,0
Nowe instalacje inne niż wymienione w art. 73 ust. 3a pkt 1-6 ustawy o odnawialnych źródłach energii o mocy zainstalowanej ≤ 1MW (Instalacje Fotowoltaiczne, FW na lądzie oraz małą energetyką wodną)	Złożono 472 ofert, 352 wygrały. Łącznie sprzedana energia: 4,721 TWh	Min: 195,0 Max: 398,87
Instalacje istniejące o mocy zainstalowanej ≤ 1 MW, spełniających kryterium stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej – powyżej 3 504 MWh/MW/rok oraz o emisyjności nie większej 100 kg/MWh (mała energetyka wodna)	Złożono 44 ofert, 44 wygrało. Łącznie sprzedana energia: 312,4 TWh	Min: 290,0 Max: 474,0

Grudzień 2016

Czerwiec 2017

W dniu 29.09.2017 aukcje OZE zostały anulowane na skutek specjalnego rozporządzenia Rady Ministrów. Na chwilę obecną nie podano informacji kiedy aukcje mogą być wznowione.

Polenergia poszukuje możliwości realizacji nowych projektów niezależnie od regulacji



Farmy wiatrowe z pozwoleniem na budowę

- Polenergia posiada portfel 227 MW z pozwoleniem na budowę
- Projekty oczekują na akcje. W związku z odwołaniem aukcji planowanych na 2017r., aukcje na nowe projekty wiatrowe mogą się odbyć w 2018r.
- Polenergia analizuje alternatywne formuły realizacji projektów bez aukcji np. przy wykorzystaniu środków z Wielkopolskiego Regionalnego Programu Operacyjnego na lata 2014-2020
- Polenergia złożyła wniosek o finansowanie dla projektu Piekło i aktualnie oczekujemy na rozstrzygnięcie
 - Wielkopolski Regionalny Program Operacyjny na lata 2014-2020 finansowany jest ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach poddziałania 3.1.1 „Wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii”
 - Termin rozstrzygnięcia konkursu – luty 2018r.



Przekształcenie projektów farm wiatrowych w rozwoju na projekty PV

- Polenergia w 2016r. dokonała odpisu na portfel 266MW farm wiatrowych w związku z brakiem możliwości pozyskania pozwolenia na budowę po wejściu w życie Ustawy o Inwestycjach w zakresie Elektrowni Wiatrowych z dnia 20.05.2016 tzw. „Ustawa odległościowa”
- Niektóre z tych projektów pomimo odpisu mogą zostać przywrócone do życia np. poprzez ich przekształcenie na PV co pozwoli uzyskać pozwolenie na budowę.
- Aktualnie Polenergia realizuje plan przekształcenia projektu Niekarzyn 14MW na farmę fotowoltaiczną
 - II poł. 2018r – planowany udział w aukcji
 - II poł. 2019r - przewidywane rozpoczęcie działalności komercyjnej
- W roku grudniu 2016 i czerwcu 2017 odbyły się aukcje dla farm PV
 - Łącznie sprzedana energia – 6 288,3 TWh
 - Uzyskane ceny do 408 PLN/ MWh

W oczekiwaniu na ogłoszenie aukcji dla farm wiatrowych Polenergia poszukuje alternatywnych rozwiązań

Polenergia Dystrybucja realizuje pilotażowe projekty w obszarze energetyki prosumenckiej i elektromobilności



Fotowoltaika

- Oferta jest zaadresowana zarówno do odbiorców indywidualnych i komercyjnych
- Usługa obejmuje:
 - indywidualną analizę techniczną i ekonomiczną
 - uzyskanie w imieniu i na rzecz Klienta dotacji
 - przyłączenie do sieci OSD.
- Spółka w ramach realizowanego projektu pilotażowego wykonała kilkanaście mikroinstalacji dla klientów indywidualnych o łącznej mocy 31 kWp, jak również prowadzi rozmowy z klientami komercyjnymi w zakresie budowy instalacji PV powyżej 40 kWp.
- W obszarze R&D Spółka uruchomiła mikroinstalację PV o mocy 5 kWp na jednym z własnych obiektów energetycznych, obecnie prowadzone są prace w zakresie uruchomienia magazynu energii (instalacja PV off-grid + Storage).

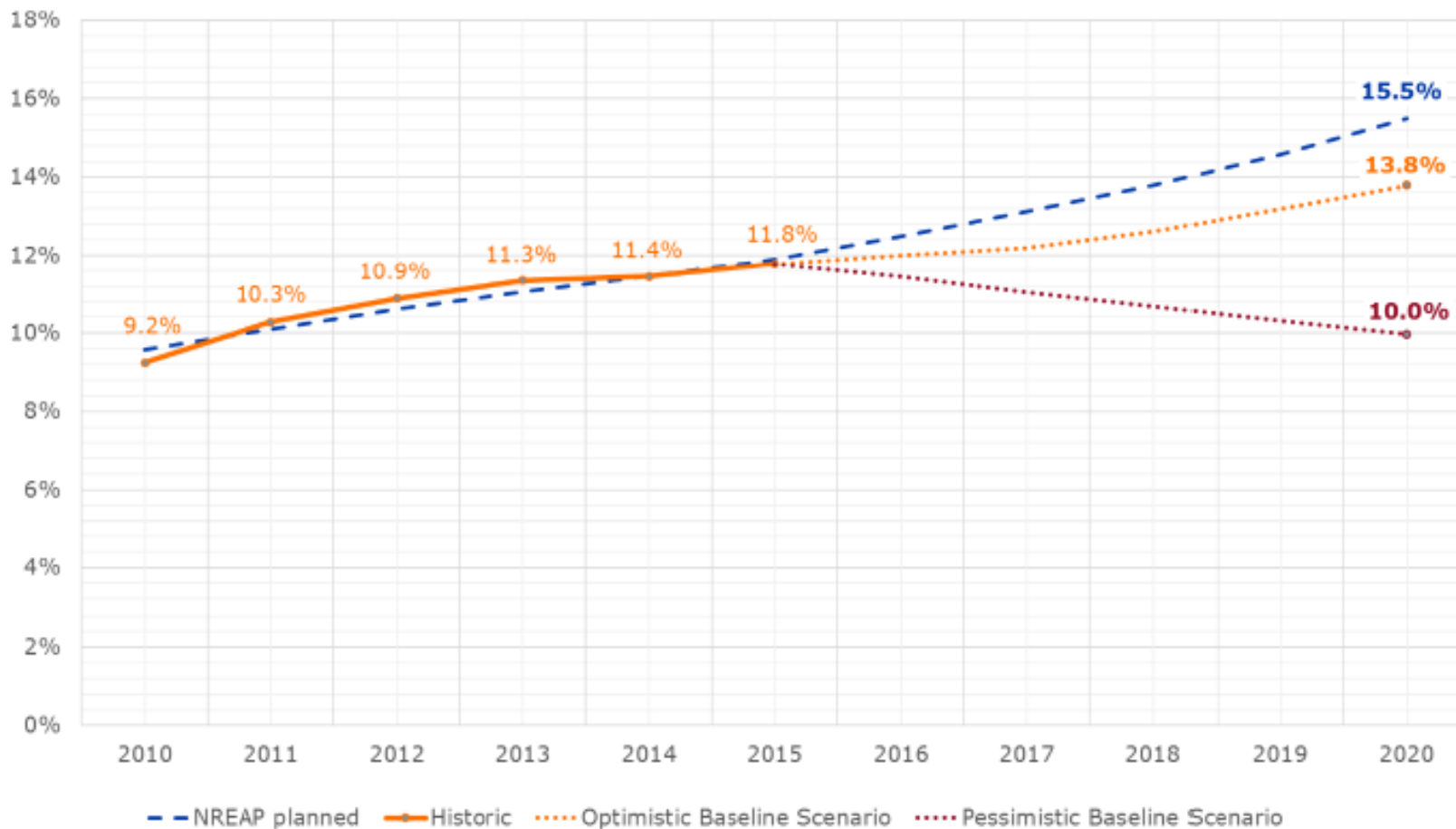


Stacje ładowania pojazdów

- Spółka w 2017r., uruchomiła pilotażowy projekt instalacji stacji do ładowania samochodów elektrycznych (POLD-EV).
- W ramach realizacji projektu została opracowana kompleksowa oferta w zakresie dostawy, montażu oraz uruchomienia stacji.
- W ofercie Spółki znalazły się stacje wolnostojące typu Vertica oraz montowane na ścianie typu Wollbox.
- Oferta skierowana jest głównie do administracji osiedli mieszkalnych oraz firm developerskich realizujących projekty inwestycyjne.
- Spółka w ramach realizowanego projektu dokonała montażu kilku stacji do ładowania samochodów w Warszawie oraz zawarła umowy na montaż kolejnych 8 szt. do końca 2017 roku.

Polenergia pozyskała kompetencje pozwalające na realizację projektów w obszarze PV i elektromobilności.

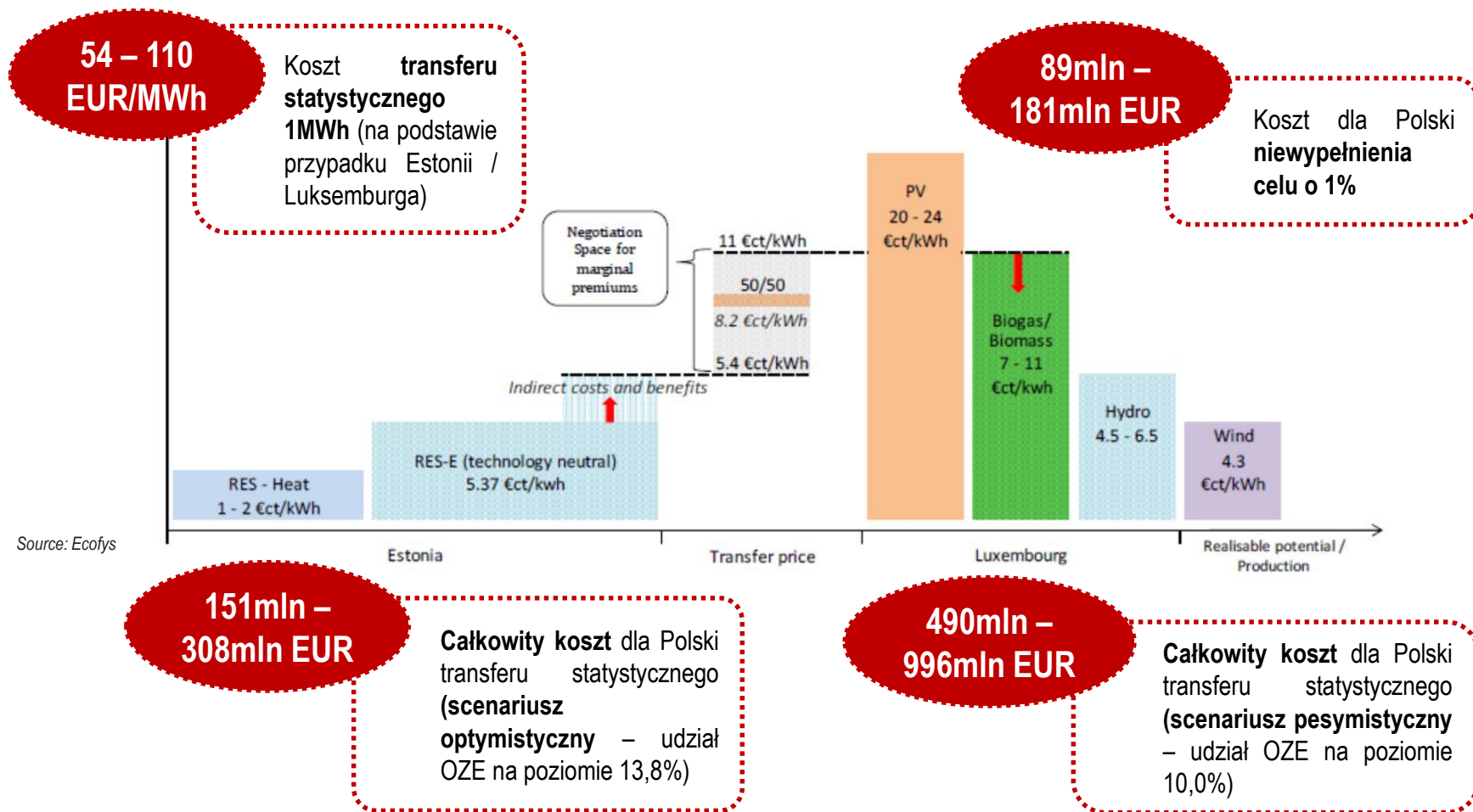
Istnieje poważne ryzyko, że Polska nie wypełni celu OZE UE na 2020 rok



Źródło: Ecofys

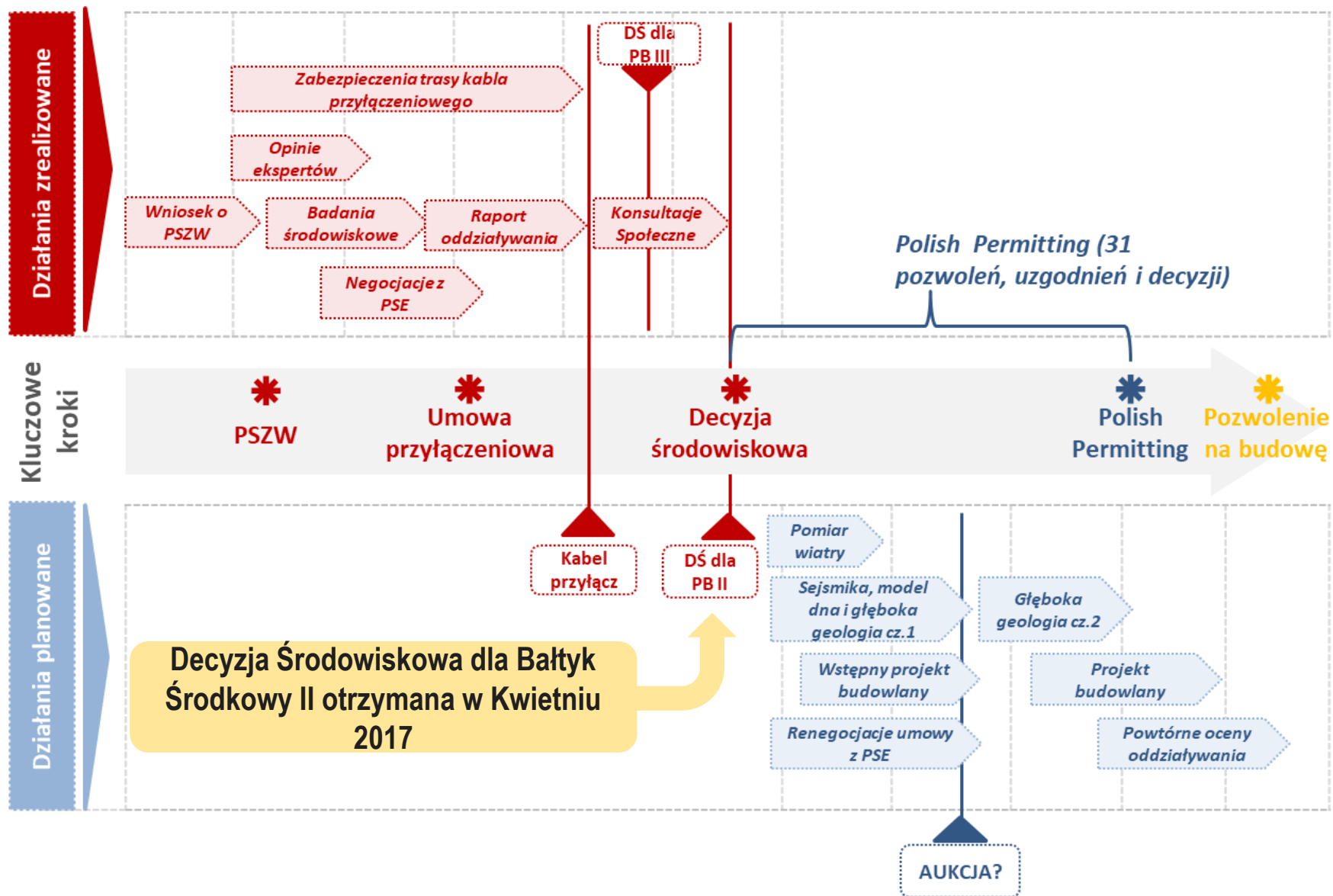
Szacowany dla Polski udział konsumpcji energii z OZE w 2020 roku wynosi między 10,0% a 13,8% odpowiednio w scenariuszu pesymistycznym i optymistycznym, podczas gdy cel narzucony przez UE wynosi 15,5%

Koszt niezrealizowania celu UE może być znaczący



W celu uniknięcia znaczącego kosztu związanego z niewypełnieniem celu, Polska powinna zainwestować w nowe moce OZE oraz wspierać najtańsze technologie takie jak wiatr na lądzie oraz fotowoltaika

Status i plan dalszego rozwoju projektu Morskiej Farmy Wiatrowej

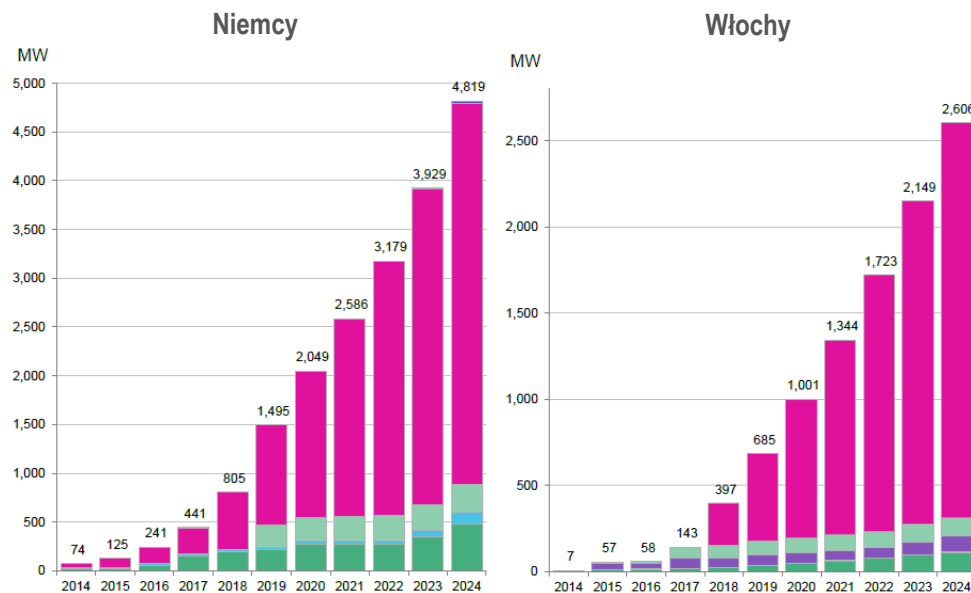


Magazynowanie energii: przełomowa współpraca z Convergent Power

Informacje o Convergent Power

- **Historia:** spółka została założona w 2011 roku, a jej działalność skupia się na rozwoju, posiadaniu oraz zarządzaniu efektywnymi kosztowo projektami magazynowania energii, które kreują wartość dla spółek energetycznych, indywidualnych odbiorców energii oraz inwestorów (więcej na stronie: <http://www.convergentep.com/>);
- **Lider rynku w USA/Kanadzie:** Dotychczas spółka zainwestowała w magazyny energii 40mln USD w USA i Kanadzie; Zakontraktowano 70MW oraz 230MWh projektów (7 klientów wśród spółek energetycznych oraz 3 przemysłowych). Spółka cieszy się zaufaniem takich inwestorów jak Statoil (globalny gracz na rynku energii) czy Great Plains Energy (wiodąca spółka energetyczna w USA).
- **Silny strumień przychodów:** projekty przynoszą stabilne przychody oraz kreują wartość dla sieci elektroenergetycznej oraz klientów. Wszystkie projekty Convergent w USA i Kanadzie generują wysokie docelowe equity IRR.
- **Neutralność technologiczna:** wybór technologii / dostawców pod kątem spełnienia wymagań dotyczących zastosowania, bezpieczeństwa i finansowania dla danego projektu.

Skumulowana moc zainstalowana magazynów energii, 2014-24 (MW)



Source: BNEF

Według BNEF, w 2016 roku w Niemczech funkcjonowały magazyny energii o mocy 241 MW. Do 2024 roku ich moc ma zostać powiększona do 4 819 MW, co oznacza 20-krotny wzrost zainstalowanej mocy. Całkowite nakłady inwestycyjne w projekty magazynów energii w Niemczech szacowane są na poziomie 4 mld USD. Blisko 2,5 mld USD ma zostać zainwestowane w nowe magazyny energii we Włoszech. Przełoży się to na wzrost zainstalowanej mocy z 58 MW w 2016 roku do 2 606 MW w 2024 roku (40-krotny wzrost).



Partnerstwo z Convergent Power pozwoli Polenergii stać się neutralnym technologicznie deweloperem magazynów energii, który posiada i zarządza efektywnymi kosztowo i zyskowymi projektami zarówno dla spółek użyteczności publicznej jak i klientów przemysłowych

04

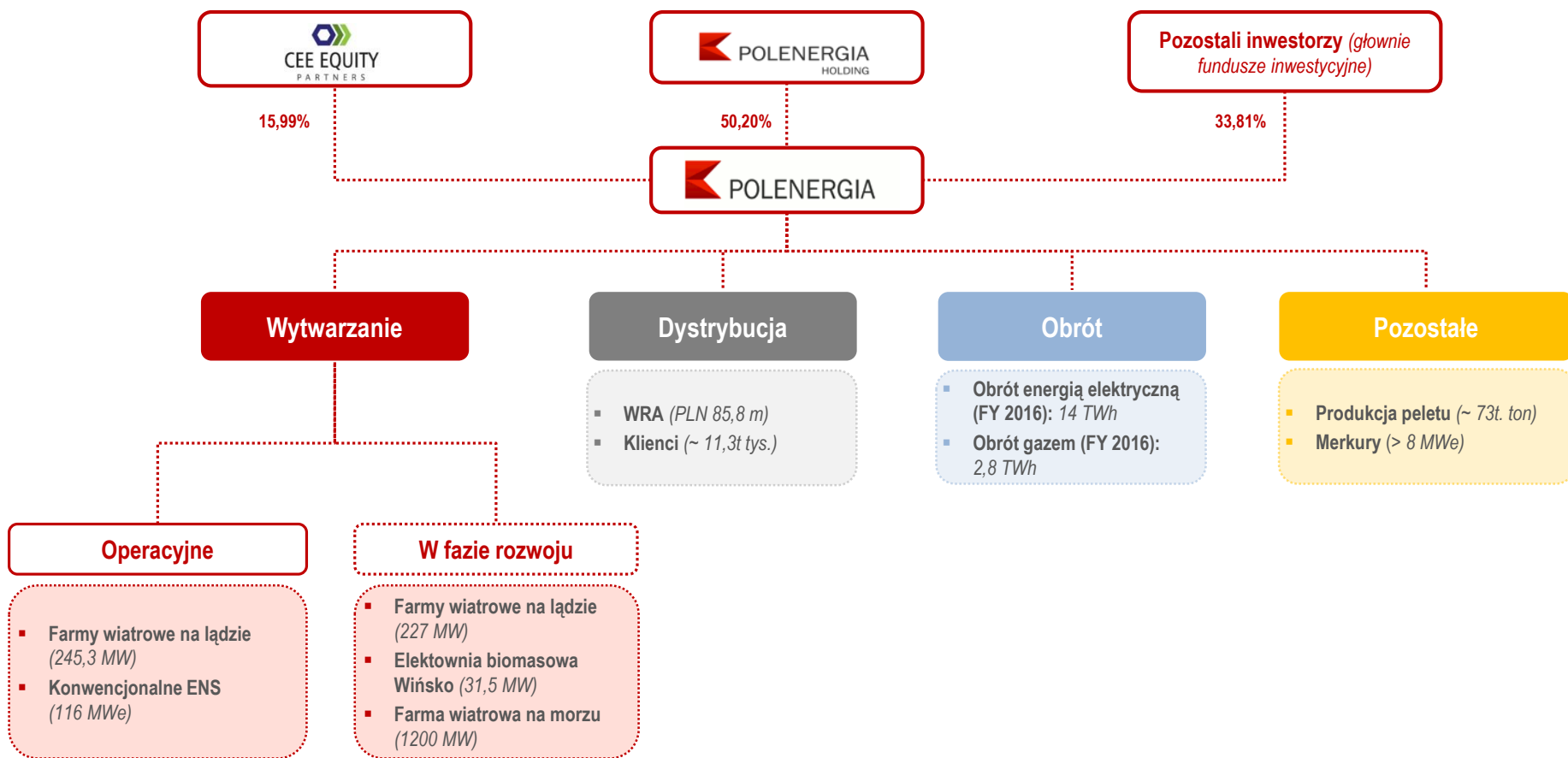
Załączniki

A

Opis Grupy

POLENERGIA

Struktura Grupy



Polenergia S.A. jest notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych, (ok. 45 milionów akcji w obrocie) i znajduje się w indeksie sWIG80

Wytwarzanie (operacyjne): Farmy wiatrowe na lądzie

	Lokalizacja	Moc (MW)	Data oddania do użytkowania	Klienci	Informacje techniczne
1	Puck	22,0	2007	Energa, Polenergia Obrót	- Łączna moc projektu wynosi 22,0 MWe, składa się on z 11 turbin (Gamesa); - Lokalizacja: województwo pomorskie, powiat pucki; - Oddanie do użytku nastąpiło w styczniu 2007; - Średnia roczna produkcja około 45 GWh;
2	Modlikowice	24,0	2012	Tauron Sprzedaż	- Łączna moc projektu wynosi 24,0 MWe, składa się on z 12 turbin (Vestas); - Lokalizacja: województwo dolnośląskie, powiat zlotoryjski; - Oddanie do użytku nastąpiło w na początku 2012; - Średnia roczna produkcja około 52 GWh;
3	Łukaszów	34,0	2012	Tauron Sprzedaż	- Łączna moc projektu wynosi 34,0 MWe, składa się on z 17 turbin (Vestas); - Lokalizacja: województwo dolnośląskie, powiat zlotoryjski; - Oddanie do użytku nastąpiło w na początku 2012; - Średnia roczna produkcja około 78 GWh;
4	Gawłowice	48,3	2014	Polenergia Obrót, Energa	- Łączna moc projektu wynosi 48,3 MWe, składa się on z 21 turbin (Siemens); - Lokalizacja: województwo kuj. – pom., powiat grudziądzki; - Oddanie do użytku nastąpiło w listopadzie 2014; - Planowana roczna produkcja około 149 GWh;
5	Rajgród	25,3	2014	Polenergia Obrót, PGE	- Łączna moc projektu wynosi 25,3 MWe, składa się on z 11 turbin (Siemens); - Lokalizacja: województwo podlaskie, powiat grajewski; - Oddanie do użytku nastąpiło w październiku 2014; - Planowana roczna produkcja około 70 GWh;
6	Skurpie	43,7	2015	Polenergia Obrót, Energa	- Łączna moc projektu wynosi 43,7 Mwe, składa się on z 19 turbin (Siemens); - Lokalizacja: województwo warmińsko-mazurskie, powiat działdowski; - Oddanie do użytku nastąpiło w sierpniu 2015; - Planowana roczna produkcja około 128 GWh;
7	Mycielin	48,0	2015	Polenergia Obrót	- Łączna moc projektu wynosi 48 Mwe, składa się on z 24 turbin (Vestas); - Lokalizacja: województwo Lubuskie, powiat szprotawski; - Oddanie do użytku nastąpiło w grudniu 2015; - Planowana roczna produkcja około 150 GWh;

Moc całkowita

245,3 MW



Wytwarzanie (operacyjne): Konwencjonalne ENS

Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (ENS) to pierwsza w kraju prywatna elektrociepłownia gazowa jako tzw. green field project. Elektrociepłownia prowadzi nieprzerwanie działalność operacyjną od czerwca 2000 roku.

Informacje o spółce

- Elektrociepłownia zasilana gazem ziemnym o mocy 116 MWe i 70MWt. Wytwarzana energia jest wyprowadzana przez trzy naziemne linie transmisyjne o mocy 110kV.
- Działając z wysoką sprawnością jednostka działa jako elektrownia systemowa.
- Elektrownia spełnia polskie normy środowiskowe.
- Dochód i przepływy gotówkowe zabezpieczone z kosztów osieroconych do 2020 roku
- ENS podpisał umowę z PSE (weszła w życie 1 Lipca) w ramach której świadczy usługi z zakresu odbudowy polskiego systemu elektroenergetycznego w zakresie niezbędnym do przywrócenia funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) po black-out'cie

Formuła rekompensaty

ENS generuje dochody przez sprzedaż energii i ciepła, dodatkowo otrzymuje rekompensatę kosztów osieroconych, rekompensatę gazową oraz żółte certyfikaty.

Kompensata kosztów osieroconych co do zasady jest obliczana w taki sposób, by bilansować sprzedaż energii pomniejszoną o koszty paliwa i operacyjne.

Amortyzacja (wliczona do rekompensaty) pozwala na obsługę długu i kosztów odsetek.

Rekompensata gazowa i żółte certyfikaty bezpośrednio podwyższają zysk przed podatkiem.

Lokalizacja elektrociepłowni



Parametry techniczne

Zainstalowana moc	116 MWe, 70 MWt
Moc netto	113 MWe
Śr. wytwarzanie netto	Elektryczność ok. 750MWh Ogrzewanie ok. 435TJ
Technologia	CCGT
Paliwo	Gaz ziemny / ropa jako backup
Wydajność	HHV (47.7%), LHV (52.9%)
Typ	2*1 CCGT Thomassen (GE)
Uruchomienie	2000
Dostępność	96.5%

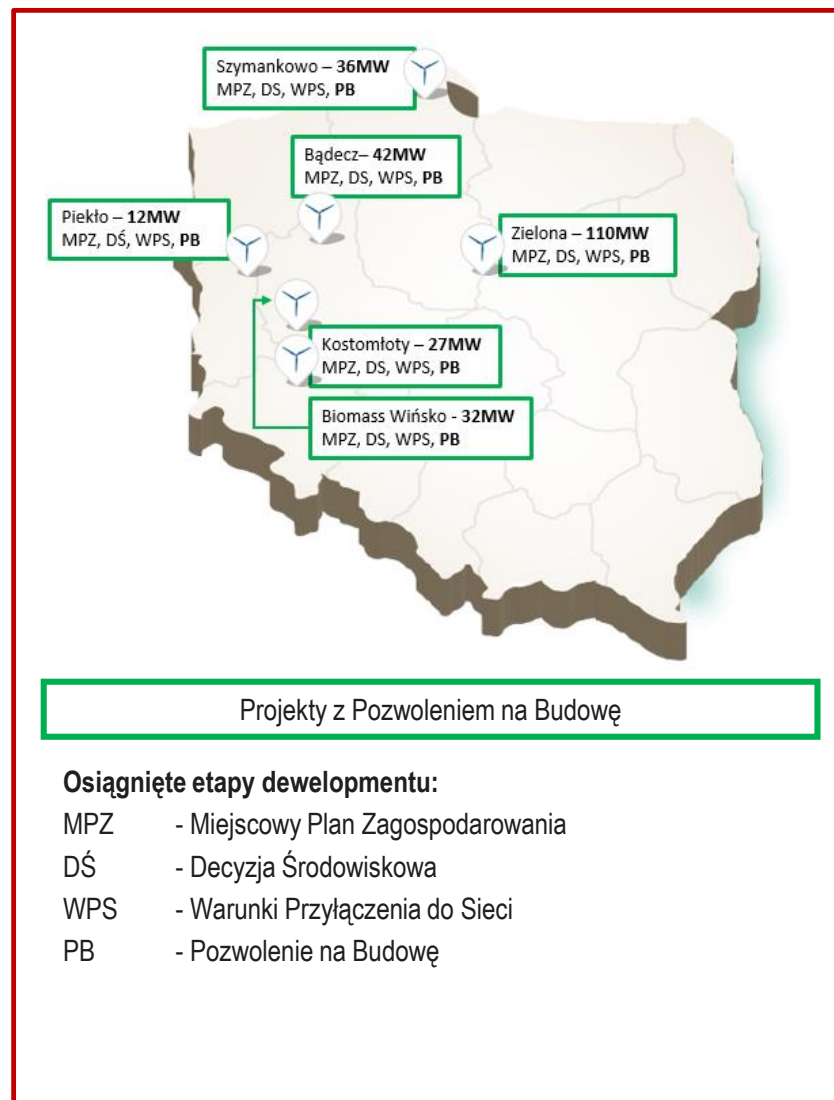
ENS jest wyjątkowo predysponowane do współpracy z KSE poprzez świadczenie różnych usług systemowych, w tym odbudowy systemu elektroenergetycznego na podstawie umowy z operatorem systemu

Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Lądowe farmy wiatrowe/ Elektrownia biomasowa Wińsko

Portfel developerski

- Portfel farm operacyjnych na koniec roku 2015 osiągnął moc 245,3 MW;
- Dodatkowo Polenergia posiada portfel 5 projektów o mocy 227 MW z uzyskanym pozwoleniem na budowę:

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Pozwolenie na budowę
8	Piekło	12	Uzyskane
9	Zielona	110	Uzyskane
10	Kostomłoty	27	Uzyskane
11	Bądecz	42	Uzyskane
12	Szymankowo	36	Uzyskane
		227 MW	



Elektrownia biomasowa Wińsko w fazie rozwoju

Obecnie Polenergia pracuje nad elektrownią o mocy 31 MWe w Wińsku, która otrzymała wszystkie pozwolenia

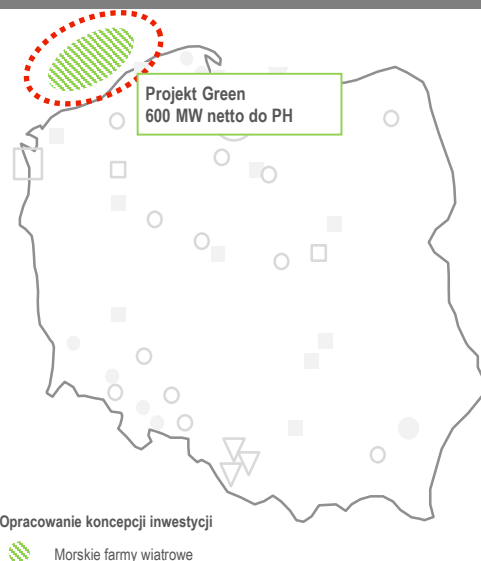
Kluczowe cechy	
Turbina	Kondensacja/Alstom
Kocioł	Wibrująca kratka/ DP Cleantech
Zainstalowana moc	31,5 MWe
Uruchomienie	2020
Klient	Dostawa do sieci
Produktywność (load factor)	92%
Sprawność	Elektryczna 33%
Okres działania	30 lat

Wytwarzanie (w fazie rozwoju): Farmy wiatrowe na morzu

Opis

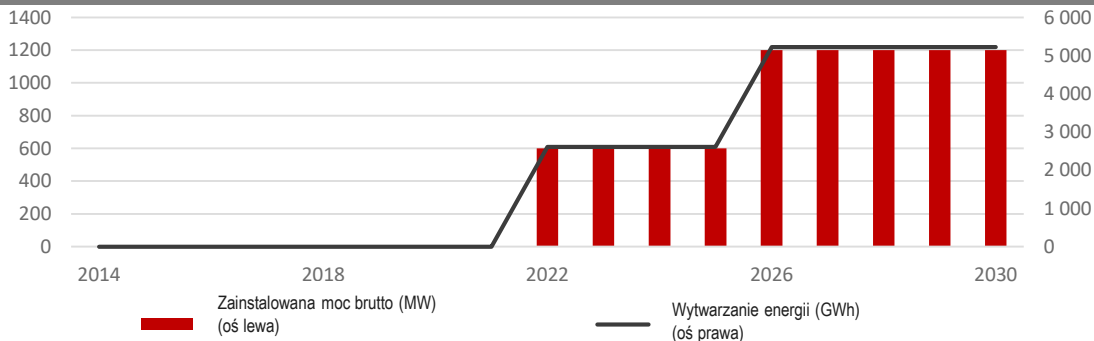
- Dwa projekty o łącznej mocy ok. 1,2 GW
- Plan zakłada współpracę z doświadczonym graczem w sektorze (50/50 JV)
- Dodatkową opcję stanowi trzeci projekt o mocy 1,6 GW z ważnym pozwoleniem na lokalizację
- W sierpniu 2014 podpisano umowę przyłączeniową z PSE na 1 200 MW.
- W lipcu 2016 Polenergia uzyskała pierwszą w Polsce decyzję środowiskową dla farmy wiatrowej. W kwietniu 2017 uzyskano drugą decyzję środowiskową co oznacza, że Polenergia dysponuje już decyzją środowiskową dla obu projektów o łącznej mocy 1,2 GW.
- Polenergia to nr 1 w Polsce w rozwoju morskiej farmy wiatrowej. Grupa PGE, z projektem na 1 GW jest opóźniona o około 2 lata w stosunku do Polenergii (początek badań środowiskowych).
- Inne firmy nie mają zabezpieczonej umowy przyłączeniowej, brak potencjału na przyłączenie innej morskiej farmy wiatrowej w najbliższej przyszłości ze względu na ograniczenia systemowe.

Lokalizacja i moc



	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II	Bałtyk Północny (wstrz.)
Obszar (w km ²)	116,6	122	128,5
Moc maksymalna (MW)	1200	1200	1560
Planowana moc (MW)	600	600	>600
Głębokość (m)	25-39	23-41	25-35
Dystans do brzegu (w prostej linii, w km)	22	37	81
Planowana moc turbiny (MW)	8	8-10	8-10
Ilość turbin	75	60-75	60-75+
Średnia prędkość wiatru (m/s)	9-10	9-10	9-10

Zainstalowana moc i wytwarzanie elektryczności (udział PH)

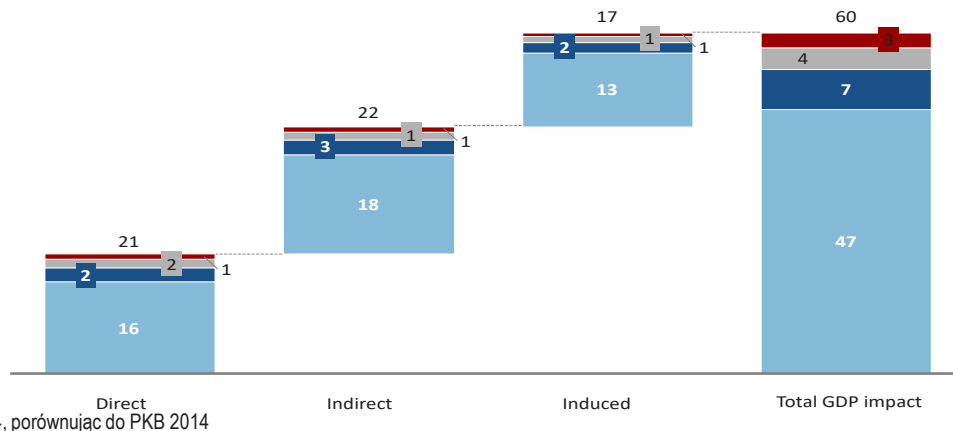


Planowane terminy	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Decyzja środowiskowa	Uzyskana	Uzyskana
Rozpoczęcie budowy	2020	2023
Data uruchomienia farmy	2021/22	2026

Wiodący developer morskich farm wiatrowych w Polsce, wspierany przez polepszającą się atrakcyjną ekonomikę projektu. Dodatkowo, Polski rząd deklaruje chęć wdrożenia regulacji wspierających projekty offshore.

Morskie farmy wiatrowe mogą mieć znaczący pozytywny wpływ na polską gospodarkę

Wpływ na PKB 2019-2030 z 6 GW mocy wiatrowych, miliard PLN



Procent 10cio-
-letniego PKB¹

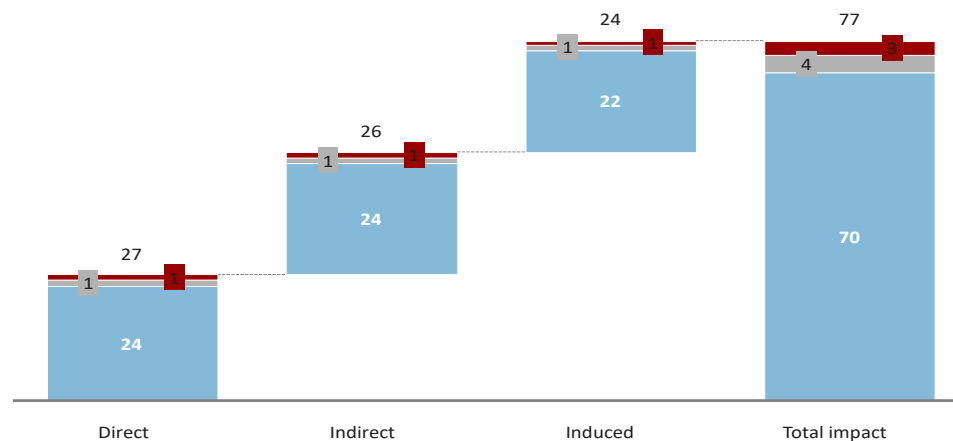
Potencjalny przychód
z podatków

0,34

PLN 15mld

Infrastruktura
O&M
Eksport
Capex

Wpływ na zatrudnienie 2019-2030 z 6 GW mocy wiatrowych, tysiące etatów (średnio)



Procent
bezrobocia¹

6,4

1 za 1 kwartał 2016 roku – łącznie bezrobotnych 1,2 mln

Źródło: GUS; McKinsey

Ponad 60mld PLN pozytywnego wpływu na PKB oraz do 77 tysięcy dodatkowych miejsc pracy w całej polskiej gospodarce kompensujących efekty restrukturyzacji górnictwa.

Regiony pomorskie nie są jedynymi beneficjentami morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

Skutki ekonomiczne morskiej energii wiatrowej w województwie pomorskim i zachodniopomorskim w latach 2020-2030 - ponad 11 mld zł PKB i ponad 15 000 miejsc pracy

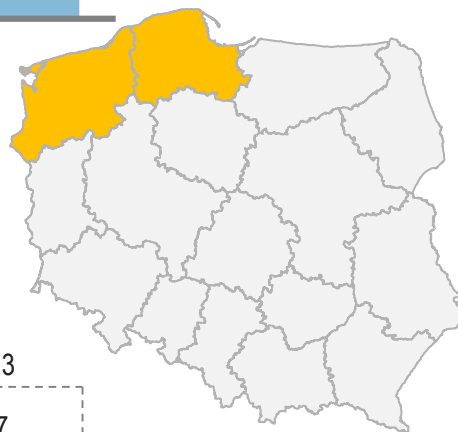
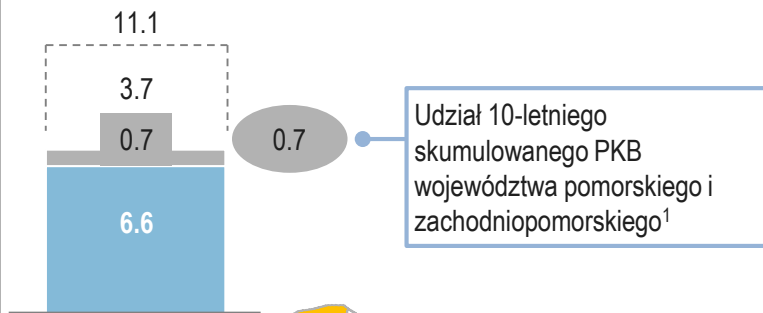
Spółki w Polsce już zaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej

Pośredni i indukowany wpływ³

O&M (bezpośredni skutek)

Budowa + eksport (bezpośredni skutek)

Skumulowany wpływ PKB 2020-2030 w mld zł



Nowe miejsca pracy 2020-2030 Tysiące etatów



Regiony węglowe w Polsce również skorzystają z rozwoju energetyki wiatrowej

¹ Na podstawie najnowszych dostępnych danych o PKB Województw GUS (2012)

² Na podstawie danych GUS Q1 2016

³ Udział pośredni i indukowany oszacowano na podstawie udziału w PKB Polski w 2012 roku w województwie pomorskim (5,7%) i zachodniopomorskim (3,7%)

Polenergia Dystrybucja

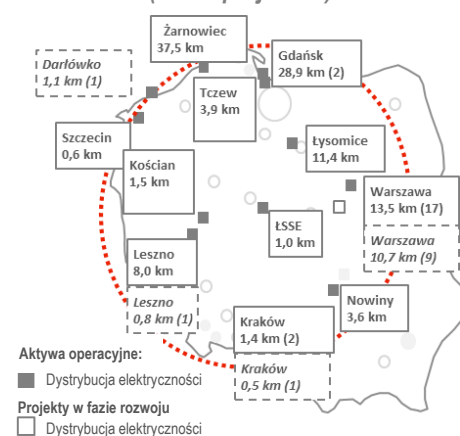
Informacje o spółce

- Polenergia Dystrybucja jest dystrybutorem i dostawcą energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych, mieszkalnych i handlowych, tj. osiedla mieszkalne, fabryki, biurowce i centra handlowe. Spółka działa w różnych regionach Polski, z licencją na sprzedaży energii dla terenie całego kraju.
- Jednostka regulowana na bazie WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi zapewnia stabilne i przewidywalne przepływy pieniężne.

Dystrybucyjna „wyspa” na terenie Polski/ większość w Warszawie;

- Największy polski niezależny dystrybutor po 4 należących do skarbu państwa OSD, drugi największy w Warszawie po Innogy
- 31 projektów w użyciu i 20 w fazie rozwoju w oparciu o plan inwestycyjny zatwierdzony przez URE do 2020 roku
- 11,3k klientów dystrybuujący ~285 GWh przez 110 km linii energetycznych, 87 podstacji i 143 transformatory

Długość sieci dystrybucji (liczba projektów)



Wzrost wartości i korzyści dla klientów

Połączone dochody: Skuteczne wykorzystanie współpracy między regulowaną działalnością (dystrybucja energii elektrycznej) a komercyjną (sprzedaż energii).

Unikalny pakiet korzyści dla klientów: Natychmiastowe rozliczenia lub redukcja kosztów infrastruktury elektrycznej, Konkurencyjne stawki taryfy za dystrybucję i przyłączenie do sieci, Wszystkie koszty związane z konserwacją infrastruktury pokrywane przez Polenergia Dystrybucja, Rozliczenie elektryczności przez firmę, możliwość zmiany sprzedawcy (TPA) przez odbiorców.

Wchodzi w skład grupy kapitałowej Polenergia: gracz strategiczny z silną dyscypliną finansową

Pozyskanie licencji na dystrybucję energii elektrycznej dla infrastruktury elektrycznej (tzw. „ostatnia mila”) w budynkach niemieszkalnych tj. centra handlowe i biurowce. Oferowanie partnerom możliwości optymalizacji kosztów infrastruktury elektrycznej w trakcie konstrukcji oraz konserwacji.

Stabilne zyski regulacyjne połączone z zyskami z dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych

wyniki biznesowe	Jednostka	FY 2015	FY 2016
Wolumen dystrybucji	GWh	278,8	284,0
Wolumen sprzedaży EE	GWh	294,2	140,2
Nakłady inwestycyjne	m PLN	6,9	8,2
RAB (na koniec roku)	m PLN	81,7	85,8

	W użyciu	W rozwoju	Ogółem
Moc dystrybucji	75 MW	19 MW	94MW
Odbiorcy końcowi	11,3k	5,1k	16,4k
Liczba podstacji	91	25	116
Liczba transformatorów	146	34	180

Polenergia Obrót

Polenergia Obrót specjalizuje się w hurtowym handlu energią elektryczną, gazem ziemnym, prawami majątkowymi i świadectwami pochodzenia, jak również zarządza umowami na dostawę energii elektrycznej dla podmiotów z Grupy Polenergia i firm zewnętrznych

Informacje o spółce

- Polenergia Obrót jest jednym z najbardziej dynamicznie rozwijających się firm w sektorze handlu energią elektryczną w Polsce
- Centralna platforma zarządzania obrotem i ryzykiem zlokalizowana w Warszawie.
- Spółka specjalizuje się w hurtowym handlu energią elektryczną, gazem ziemnym, prawami majątkowymi i świadectwami pochodzenia, zarówno w ramach kontraktów długoterminowych, bieżących transakcji i pełni rolę animatora na POPLX na TGE.

Kluczowe aspekty 2016

- W Lipcu 2016 Polenergia Obrót podpisała z Towarową Giełdą Energii umowę na pełnienie funkcji animatora w odniesieniu do instrumentów elektrycznych.
- W 2016 Polenergia Obrót rozpoczęła dostarczanie gazu w fizycznym punkcie dostawy.
- Jako pierwsza na polskim rynku**, Polenergia Obrót zainicjowała transakcje dotyczące świadectw pochodzenia w imieniu producentów energii z Grupy Polenergia (gwarancje pochodziły z farmy wiatrowej z grupy Polenergia).
- W 2014 Polenergia Obrót uzyskał koncesję na obrót gazem ziemnym i handlu gazem z zagranicznymi klientami i aktywnie bierze udział na tym rynku. W 2016 Spółka zwiększyła wolumen sprzedanego gazu ziemnego do poziomu 2,8 TWh.

Działalność handlowa

Specjalizacja w hurtowym obrocie energią elektryczną, prawami majątkowymi i gazem ziemnym. Spółka posiada koncesje na obrót energią elektryczną, obrót paliwami gazowymi na terytorium RP oraz obrót z zagranicą.

Ważna rola w łańcuchu wartości Grupy Polenergia - Dostęp do rynku, transfer wiedzy i informacji o rynku, optymalizacja procesów handlowych, portfolio management.

Handel prawami majątkowymi (obróć na giełdzie i rynku OTC)

Wyniki operacyjne	Jednostka	FY 2015	FY 2016
Sprzedana energia	TWh	12	12
Sprzedany gaz ziemny	GWh	290	2597

Udział Polenegii Obrót w hurtowym rynku energii w Polsce szacuje się na ok. 5-5,5% w 2016 roku.

Produkcja pelletu

- W odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie, od 2008r. Polenergia uruchomiła 2 projekty w których produkowany jest pellet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki zawodowej i elektrociepłowni komunalnych. Firma posiada dwie operacyjnie aktywne fabryki pelletu
 - Fabryka Północ, zlokalizowana w Sępólnie Krajeńskim
 - Fabryka Wschód, zlokalizowana w Zamościu

	Fabryka Północ	Fabryka Wschód
Uruchomienie	2009	2012
Produkcja roczna* (tony)	21k	52k

* Produkcja w 2016, tylko produkcja pelletu

Gaz – Elektrownia Mercury

- Elektrownia zlokalizowana jest w Wałbrzychu
- Uruchomiona w lipcu 2006r.
- Blok energetyczny kotła zasilanego gazem i turbiną parową z mocą powyżej 8 MWe
- Blok energetyczny wytwarza energię elektryczną z gazu, który jest produktem ubocznym w produkcji koksu w WZK Victoria
- Elektrownia operuje na podstawie kontraktu zawartego między Polenergią a WZK Victoria na dostawy gazu z pieca koksowniczego i odbiór elektryczności. Kontrakt jest ważny do 31 grudnia 2021r.