



ENERGIA ODNAWIALNA



ENERGIA KONWENCJONALNA



DYSTRYBUCJA



OBRÓT

GK POLENERGIA

Wyniki za rok 2014 i Strategia Grupy

Marzec 2015

PODSUMOWANIE 2014 ROKU I KLUCZOWE TEZY NA ROK 2015

- **Zakończenie procesu integracji:** tworząc jedyny, niezależny, pionowo zintegrowany podmiot energetyczny na WSE ze znaczącym profilem wzrostowym;
- **Pozyskanie inwestora (CEE Equity)** oraz środków na rozwój w kwocie PLN 240 mln;
- **Wzrost Kapitalizacji** do ok. 1.5 mld PLN;
- **Wzrost wyników w 2014** (dane pro forma)
 - Skorygowana EBITDA: wzrost ze 137,6 do 167 mln PLN (tj. o 31,4 mln PLN co stanowi 22,9%)
 - Skorygowany zysk netto: wzrost ze 32,5 do 54,4 mln PLN (tj. o 21,9 mln PLN co stanowi 67,4%);
 - Uruchomienie 67 MW farm wiatrowych (Gawłowice i Rajgród: 4Q 2014);
 - Stabilność i pozytywny profil Farm wiatrowych, Dystrybucji, ENS i Obrotu.
- **271 MW mocy zainstalowanej na koniec 2014:** 146,7 MW farm wiatrowych, 124 MW ENS i Kogeneracja;
- **Ustawa OZE zatwierdzona 20 II 2015 r:** dająca możliwość istniejącym bądź uruchomionym do końca 2015 projektom pozostania zarówno w ulepszonym systemie certyfikatów albo przejścia w drodze aukcji do systemu cen stałych gwarantujących stabilność przychodów przez 15 lat;
- **Znaczące postępy w dewelopmencie:**
 - Trwa budowa 99 MW farm wiatrowych które będą uruchomione w 2015 r;
 - Do końca 2015 r. moc zainstalowana farm wiatrowych będzie na poziomie ok. 250 MW czyniąc z Polenergii jednego z wiodących producentów energii elektrycznej z OZE w Polsce;
- **Przygotowanie 336 MW do udziału w pierwszej aukcji w 2016 r:** szacujemy, że z tej puli projekty o łącznej mocy ok. 210MW wygrają pierwszą aukcję;
- **Rezygnacja z planów emisji akcji:** ze względu na brak dodatkowych potrzeb kapitałowych;
- **Dywidenda planowana od 2017 roku**

AGENDA

1

Wyniki finansowe

2

Kształt, przedmiot działalności i struktura właścicielska Grupy

3

Kluczowe elementy strategii Grupy

4

Ramy Regulacyjne (Polityka UE, Ustawa o OZE)

5

Załączniki

01

Wyniki finansowe

Wyniki łączne za 2014 rok – P&L

Zaprezentowane poniżej wyniki pro-forma zostały zestawione przy założeniu, że transakcja wniesienia aktywów Polenergii Holding – Grupy Neutron (tj. ENS, PE-D, PE-O, projekty developerskie etc.) miała miejsce w dniu 1 stycznia 2013 roku, co pozwala na pełną porównywalność okresów.

Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego)	Za okres zakończony 31.12.2014 r.	Za okres zakończony 31.12.2013 r.	Różnica r/r
Przychody ze sprzedaży	2 659,0	1 118,0	1 541
w tym Segment obrotu	2 001,8	492,2	1 510
Koszt własny sprzedaży	(2 541,4)	(1 015)	(1 527)
w tym Segment obrotu	(1 993)	(482)	(1 511)
Zysk brutto ze sprzedaży	117,6	103,1	14,5
Skorygowana EBITDA	169,0	137,6	31,4
Skorygowany Zysk Netto	54,4	32,5	21,9
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	162,1	133,6	28,5
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	24,7%	21,3%	3,3%

Przychody ze sprzedaży (z wyłączeniem segmentu Obrotu, gdzie zaobserwowano istotny wzrost ze względu na rozwój działalności) były nieco wyższe niż w 2013 roku co było związane przede wszystkim z rozwojem segmentu wiatru (uruchomienie FW Gawłowice i Rajgród) oraz biomasy (wzrost wolumenów sprzedaży)

Szczegółowa analiza wyników na poziomie EBITDA według segmentów została zaprezentowana w dalszej części prezentacji

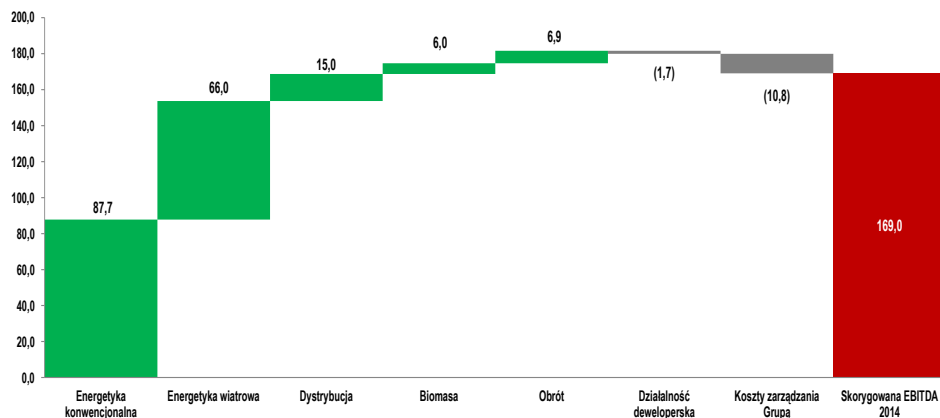
Wyniki Grupy na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto prezentują istotny wzrost r/r, odpowiednio EBITDA o 31,4 mln PLN (22,9%) oraz zysku netto o 21,9 mln PLN (ponad 67,3%).

Zaprezentowane dane skorygowane zostały o efekt (szczegółowe dane zostały przedstawione na slajdzie 35):

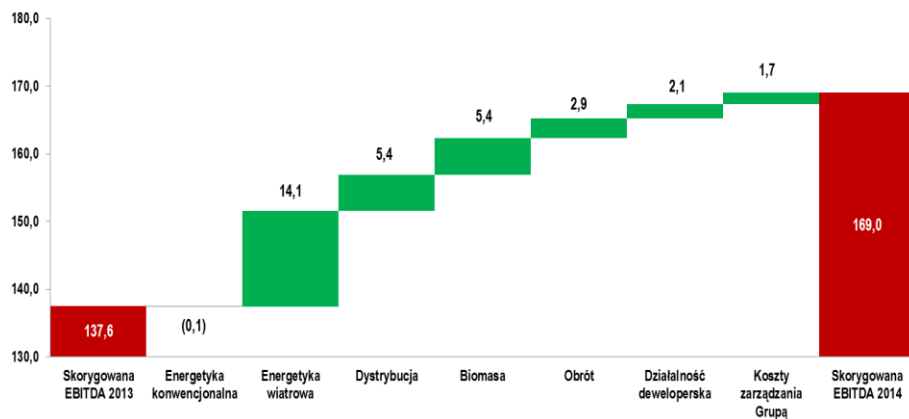
- Na poziomie EBITDA i zysku netto:
 - Rozliczenia ceny nabycia (połączenie aktywów PEP i PE, które miało miejsce w 2014 roku),
 - Przychodów z tytułu leasingu turbiny (dot. 2013 roku).
- Na poziomie zysku netto:
 - Wyniku na wycenie kredytu,
 - Wyniku finansowego dot. niezrealizowanych różnic kursowych,
 - Przychodów z tyt. dyskonta należności.

Wyniki łączne za 2014 rok – Analiza EBITDA

EBITDA Build-up 2014



EBITDA Bridge 2014/2013



- Poszczególne segmenty po przeprowadzonym w roku 2013 przeglądzie aktywów i optymalizacji kosztowej generują stabilne wyniki i charakteryzują się wysoką rentownością (**marża EBITDA z wyłączeniem obrotu 24,7% vs 21,3% w 2013**).
- Energetyka konwencjonalna oraz dystrybucja gwarantują stabilny poziom EBITDA i CFO
- W kolejnych latach należy oczekiwać istotnego wzrostu wyników segmentu wiatru w wyniku uruchomienia w 4Q14 farm wiatrowych Gawłowice i Rajgród o łącznej mocy blisko 67MW, co przełoży się na około 198GWh produkcji ee. w skali roku.
- Dodatkowo wyniki 2016 będą uwzględniały uruchomienie kolejnych farm (między innymi Skurpie, Mycielin).

- Zbliżony wynik segmentu energetyki konwencjonalnej,
- Lepszy wynik segmentu **energetyki wiatrowej** (o 14,1 mln PLN), który wynika z nieco lepszych warunków wietrznych w stosunku do ubiegłego roku oraz uruchomienia FW Gawłowice i Rajgród.
- Istotny wzrost wyników segmentu **dystrybucji** (5,4 mln PLN) związany ze wzrostem wolumenu sprzedaży i dystrybucji (przyłączenie nowych obiektów) oraz wzrost średnich stawek dystrybucyjnych.
- Lepszy wynik segmentu **biomasy** związany z przeprowadzoną w 2013 roku restrukturyzacją, która skutkowała ograniczeniem jednostkowych kosztów produkcji, co w połączeniu ze zwiększonym wolumenem sprzedaży pozwoliło zwiększyć EBITDA o 5,4 mln PLN r/r.
- Wyższy wynik **obrotu** (o 2,9 mln PLN).
- Wyższy wynik segmentu **dewelopmentu**.

Sytuacja majątkowa i struktura finansowania Grupy Polenergia

Bilans GK POLENERGIA

Aktywa (mln zł)	Na dzień 31.12.2014 r.
Aktywa trwałe (długoterminowe)	1 968
Rzeczowe aktywa trwałe	1 707
Wartości niematerialne	57
Wartość firmy jednostek podporządkowanych	185
Aktywa finansowe	9
Należności długoterminowe	4
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	6
Rozliczenia międzyokresowe	0
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	764
Zapasy	41
Należności z tytułu dostaw i usług	109
Należności z tytułu podatku dochodowego	2
Pozostałe należności krótkoterminowe	69
Rozliczenia międzyokresowe	9
Krótkoterminowe aktywa finansowe	117
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	417
Aktywa razem	2 732

Farmy wiatrowe, ENS, PE-Dystrybucja, development projektów.

Wartość firmy wygenerowana w wyniku przejęcia aktywów Grupy Neutron

Głównie zwrot VAT z budowanych FW (22 mln), należności z tytułu rekompensaty gazowej ENS (26 mln), należności PE-Obrót (12 mln)

Głównie wycena kontraktów w PE-Obrót

W tym środki od CEE na kwotę 240 mln PLN

Pasywa (mln zł)	Na dzień 31.12.2014 r.
Kapitał własny	1 334
Zobowiązania długoterminowe	865
Kredyty bankowe i pożyczki	695
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	57
Rezerwy	2
Rozliczenia międzyokresowe	68
Pozostałe zobowiązania	43
Zobowiązania krótkoterminowe	533
Kredyty bankowe i pożyczki	92
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	129
Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	1
Pozostałe zobowiązania*	285
Rezerwy	3
Rozliczenia międzyokresowe	23
Pasywa razem	2 732

Głównie rozliczenie ceny nabycia aktywów Grupy Neutron (31 mln)

Na zobowiązania oprocentowane o wartości 787 mln PLN składają się kredyty i pożyczki, które w przeważającej części mają charakter długoterminowy i zaciągnięte zostały na budowę farm wiatrowych w formule „project finance”.

Rozliczenie z tyt. rekompensat kosztów osieroconych rozliczanych w trakcie trwania systemu (ENS-130mln), poza tym PE-Obrót (101 mln), zobowiązania inwestycyjne EP (45 mln)

Na koniec roku 2014 wartość długu netto wynosiła 370 mln zł. Relacja długu netto do kapitałów własnych była równa 0,28x, natomiast relacja kapitałów własnych do aktywów wynosiła 0,49x.

Analiza rachunku przepływów pieniężnych (dane pro forma)

Rachunek przepływów pieniężnych pro-forma za okres 12M 2014 (mln PLN)

A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej

I.Zysk brutto	57
II.Korekty razem	36
1.Amortyzacja	88
2.Strata z tytułu różnic kursowych	1
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	36
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej	0
5. Podatek dochodowy	-28
6.Zmiana stanu rezerw	2
7.Zmiana stanu zapasów	-10
8.Zmiana stanu należności	-146
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	96
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	-8
11. Inne korekty	3

III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)

B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej

I. Wpływy	3
II.Wydatki	475
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	471
2. Na aktywa finansowe, w tym:	3
3.Inne wydatki inwestycyjne	2

III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)

C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej

I.Wpływy	593
1. Wpływy netto z emisji akcji i innych instrumentów kapitałowych	277
2.Kredyty i pożyczki	316
II.Wydatki	129
1.Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	15
2.Spłaty kredytów i pożyczek	80
3.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	1
4.Odsetki	30
5.Inne wydatki finansowe	4

III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)

D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)

E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:

F.Środki pieniężne na początek okresu

G.Środki pieniężne na koniec okresu

Eliminacja odsetek zaprezentowanych w części fin. (C.II.4-5) na kwotę 34mln oraz eliminacja wyceny kredytów (non-cash).

Podatek CIT w ENS (płacony zaliczkowo)

Głównie magazyn świadectw pochodzenia w FW Gawłowice i Rajgród

Zmiana stanu kapitału obrotowego, głównie dot. PE-Obrót (wielkości się kompensują, pozostała kwota to przede wszystkim podatek VAT dot. budowy farm (do zwrotu).

Budowa farm wiatrowych Gawłowice, Rajgród, Skurpie.

240 mln – objęcie akcji przez CEE. Pozostała kwota to dokapitalizowanie projektów w developmencie przez poprzedniego właściciela przed ich wniesieniem do Grupy Polenergia

Kredyty inwestycyjne długoterminowe na budowę farm wiatrowych Gawłowice i Rajgród

Spłata kredytów inwestycyjnych zaciągniętych na operujące aktywa, przede wszystkim farmy wiatrowe, ENS.

PROGNOZA NA ROK 2015

dane w mln PLN	2014 Wykonanie	2015 Prognoza	Różnica r/r	Różnica r/r %
Skorygowana EBITDA	169,0	204,0	35,0	21%
Skorygowany zysk netto	54,4	72,4	18,0	33%

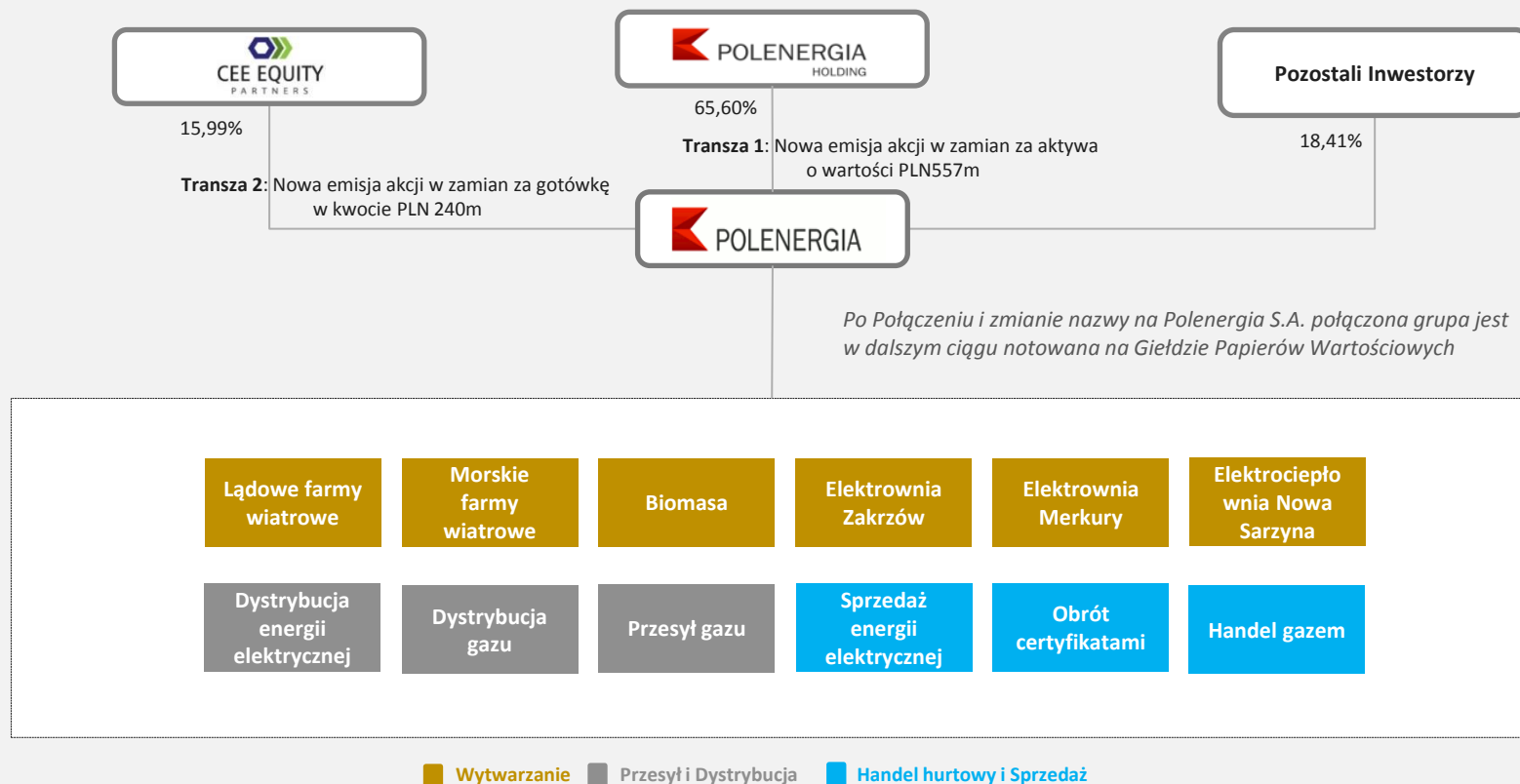
Wzrost prognozowanych wyników r/r wynika przede wszystkim z uruchomienia w 4 kw. 2014 roku farm wiatrowych Gawłowice i Rajgród o łącznej mocy blisko 67 MW.

Prognozowane dane skorygowane nie obejmują efektu związanego z:

- Na poziomie EBITDA i zysku netto:
 - Rozliczeniem ceny nabycia (połączenie aktywów PEP i PE, które miało miejsce w 2014 roku),
 - Ewentualnymi kosztami związanymi z pozyskaniem kapitału.
- Na poziomie zysku netto:
 - Wynikiem finansowym na wycenie kredytów,
 - Wynikiem finansowym na różnicach kursowych.

02

Kształt, przedmiot działalności i struktura właścicielska Grupy



- ✓ 18 sierpnia 2014 r. nastąpiła integracja aktywów Grupy Polenergia Holding S.à.r.l z Polish Energy Partners S.A. w wyniku czego powstała Grupa Polenergia S.A.
- ✓ Równocześnie, w wyniku objęcia nowych 15.99% nowych akcji przez CEE Equity Partners został pozyskany kapitał w kwocie 240 mln zł.
- ✓ Prospekt emisyjny dla akcji nowej emisji został zatwierdzony w lutym 2015, a akcje zostały dopuszczone do obrotu na GPW od 3 III 2015. Tym samym kapitalizacja Grupy wzrosła do ok. 1.5 mld PLN;
- ✓ Grupa realizuje długoterminową strategię jako zintegrowana grupa energetyczna obecna we wszystkich segmentach rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i regulowanej infrastruktury elektrycznej i gazowej.

	Wytwarzanie	Przesył i Dystrybucja	Handel hurtowy i Sprzedaż
Obszar energii ze źródeł odnawialnych (OZE)	- Wytwarzanie energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych - Wytwarzanie energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych - <i>projekt planowany</i> - Wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy - <i>projekt planowany*</i>	- Regulowana dystrybucja energii elektrycznej - Regulowana dystrybucja gazu - Przesył gazu ziemnego (gazociąg Bernau - Szczecin) - <i>projekt planowany</i>	- Hurtowy obrót i sprzedaż do klientów końcowych energii elektrycznej - Obrót certyfikatami (świadczeniami pochodzenia energii odnawialnej) - Handel gazem
Obszar energii z gazu	- Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna) - Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej (Elektrownia Zakrzów i Elektrownia Mercury)		
Obszar energii z węgla	Wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o węgiel kamienny (Elektrownia Pólnoc) - <i>projekt planowany</i>		

- ✓ Grupa realizuje długoterminową strategię zakładającą tworzenie zintegrowanej grupy energetycznej obecnej we wszystkich segmentach rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i regulowanej infrastruktury elektrycznej i gazowej.
- ✓ Jednocześnie długoterminowym celem Grupy jest utrzymanie skorygowanego wskaźnika skonsolidowanego długu netto do skonsolidowanego wyniku EBITDA Grupy po uwzględnieniu pełno-rocznych wyników wszystkich projektów wiatrowych oddanych do użytkowania po roku 2016 na poziomie poniżej 3x.
- ✓ Grupa jest jedyną niezależną od Skarbu Państwa i notowaną na GPW pionowo zintegrowaną grupą energetyczną.

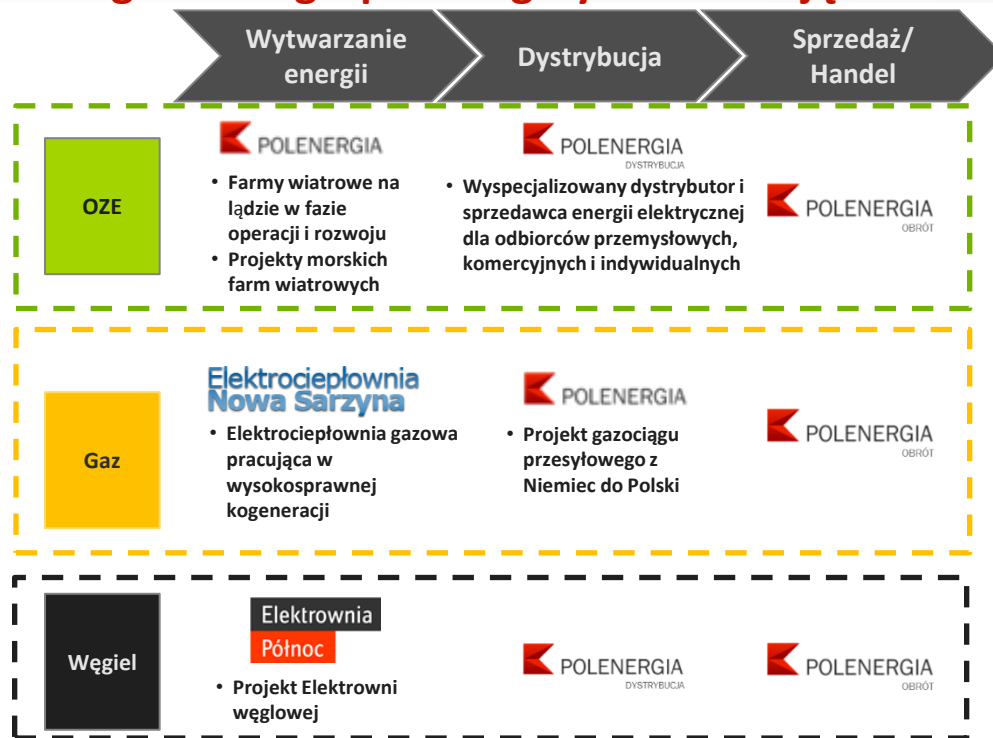
03

Kluczowe elementy strategii Grupy

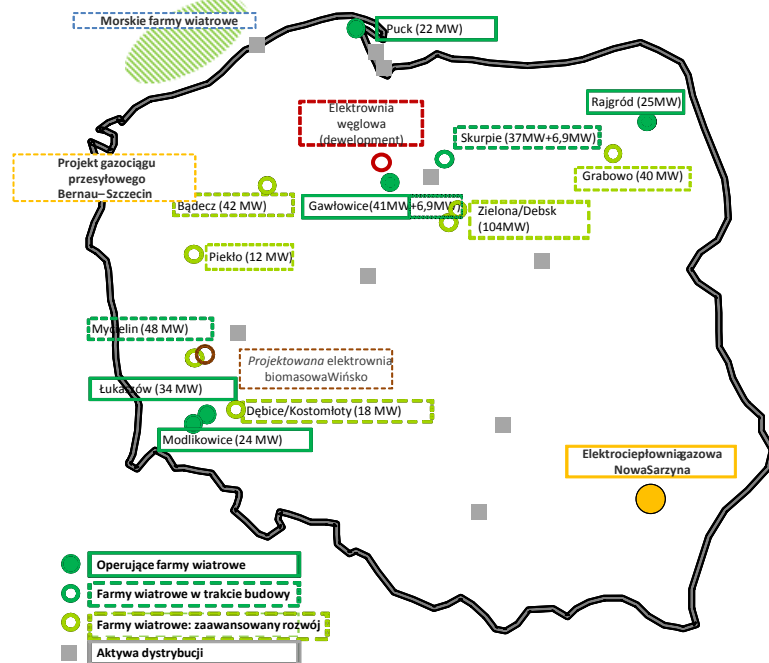
Przesłanki Inwestycyjne

1. **Jedyna niezależna pionowo zintegrowana grupa energetyczna na WSE:** wiodący podmiot na rynku polskim działający w obszarze OZE, uzyskujący stabilne przychody w oparciu o długoterminowe umowy sprzedaży energii oraz ze sprzedaży zielonych certyfikatów, z ekspozycją na regulowany profil elektrociepłowni gazowej ENS i Dystrybucji;
2. **Atrakcyjna alternatywa inwestycyjna w porównaniu do dużych grup energetycznych na WSE:**
 - prywatny akcjonariat – mniejsze ryzyko polityczne, brak zagrożenia udziałem w konsolidacji sektorów energetyki i górnictwa;
 - dynamiczny wzrost wartości dla akcjonariuszy w najbliższych latach poprzez znaczący wzrost EBITDA i Zysku Netto;
3. **Planowana regularna wypłata dywidendy** do akcjonariuszy począwszy od 2017 r. Polityka dywidendowa zostanie zatwierdzona w 2016 r.;
4. **Stabilność nowej ustawy OZE:** nowy kształt ustawy o OZE zapewnia korzystne warunki realizacji projektów inwestycyjnych, które zaczną produkować energię do końca 2015 r.
 - do końca 2015 r. łączną moc zainstalowaną operacyjnych farm wiatrowych planowana jest na poziomie ok. 250 MW, zostając wiodącym producentem energii elektrycznej z OZE.
 - portfel 730 MW farm, z których 336 MW będzie gotowe na pierwszą aukcję w 2016 r., będą kwalifikowane aby móc otrzymywać gwarantowane wsparcie od agencji rządowej “OREO” co będzie skutkowało znacząco lepszymi warunkami finansowymi;
5. **Zielony Profil i pozytywna korelacja do cen CO₂:** obowiązkowy udział energii ze źródeł odnawialnych w sprzedaży energii na poziomie 20% w 2021 r. (vs. 10,4% w 2012) oraz zobowiązania UE dot. limitów emisji CO₂ i rozwoju OZE zapewniają atrakcyjne perspektywy rozwoju. Dodatkowo dzięki koncentracji na energetyce odnawialnej i braku aktywów wysoko-emisyjnych, Polenergia w odróżnieniu od dużych grup energetycznych będzie korzystać z oczekiwanego stopniowego wzrostu cen CO₂;
6. **Potężny potencjał morskich FW:** znaczący pozytywny efekt gospodarczy dla kraju, unijne cele redukcji emisji CO₂ oraz wzrostu wytwarzania z OZE do roku 2030 sprawią, że morskie farmy wiatrowe staną się istotną częścią strategii energetycznej Polski do 2030 r. Polenergia realizuje dewelopment 1200 MW morskich FW;
7. **Dynamiczny wzrost wyników:** skorygowana EBITDA wzrosła w 2014 r. o PLN 31,4m w stosunku do roku poprzedniego tj. o 22,8% oraz skorygowany zysk netto o PLN 21,9m tj. o 67,4% (dane pro forma);
8. **Stabilny akcjonariat wspierający jej długoterminowy rozwój:** Kulczyk Investments, chiński fundusz kapitałowy CEE Equity Partners (zarządzający funduszami China Exim-Bank – jeden z największych banków na świecie) oraz kluczowe OFE

Zintegrowana grupa energetyczna oferująca stabilne dochody i znaczący wzrost wartości



Mapa aktywów



Faza I: 2013-2016:

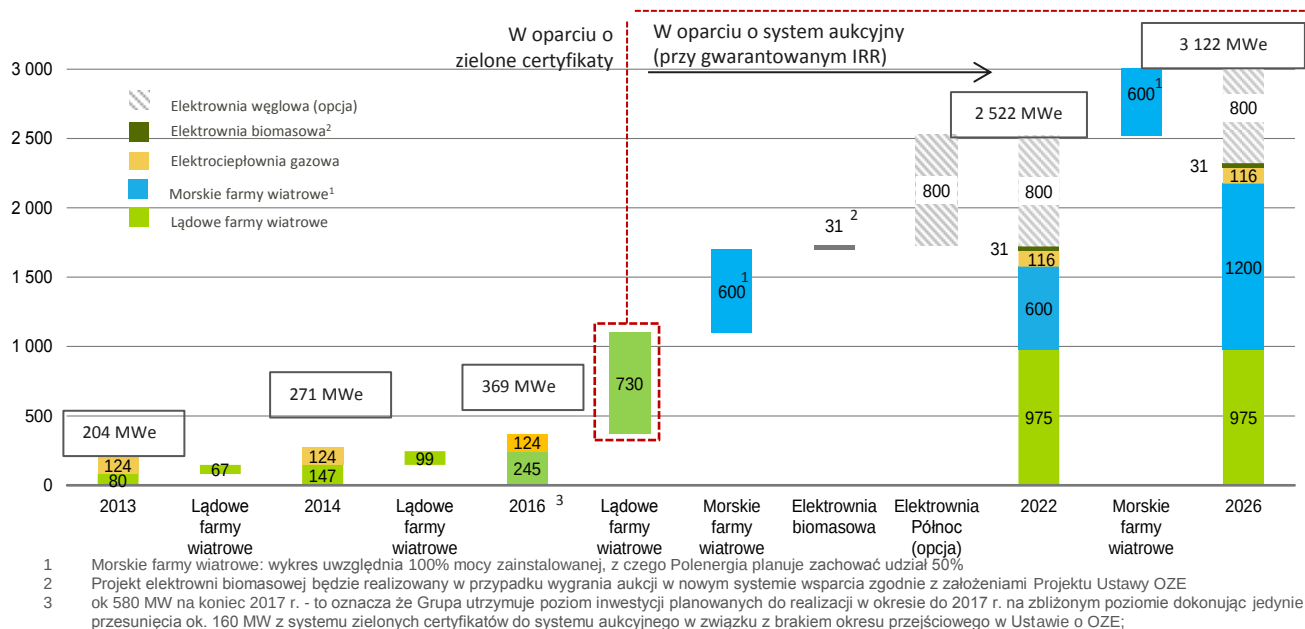
- budowa 165 MW farm, z czego 66,7 MW zostało oddanych do użytku w 2014r., 99 MW jest w budowie. Do końca 2015 Grupa planuje posiadać ok. 250 MW farm wiatrowych w operacji;
- gotowość wystąpienia w aukcji 336 MW farm na lądzie;
- decyzja środowiskowa dla 1 200 MW morskich farm wiatrowych (Grupa posiada podpisaną umowę przyłączeniową);
- zakończenie dewelopmentu rurociągu gazowego pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 miliardów m³/rocznie.

Faza II: 2017-2022:

- partycypacja w aukcjach portfelem 730 MW farm wiatrowych i doprowadzenie do zdolności operacyjnej na poziomie ok 460 MW farm wiatrowych w roku 2017 poprzez partycypacje w pierwszej aukcji w 2016, utrzymując tym samym cel na zbliżonym poziomie dokonując jedynie przesunięcia z systemu zielonych certyfikatów do systemu aukcyjnego w związku z brakiem okresu przejściowego w Ustawie o OZE;
- potencjalne uruchomienie 600 MW morskich farm wiatrowych oraz zakończenie dewelopmentu kolejnych 600 MW;
- potencjalne uruchomienie rurociągu gazowego pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 mld m³ rocznie;

Potencjalny przyrost mocy skoncentrowany na odnawialnych źródłach energii

Potencjalny przyrost mocy zainstalowanej (MWe)



- Z puli 730 MW projektów przewidzianych w systemie aukcyjnym, **336 MW zostaną przygotowane do udziału w pierwszej aukcji w 2016 r.;**
- Pozwoli to na maksymalizację prawdopodobieństwa wygrania. W kolejnych latach prawdopodobieństwo sukcesu będzie małe – dlatego **Polenergia koncentruje się na maksymalizacji gotowości projektów do wystartowania w pierwszej aukcji w 2016r.** Szczegółowa kalkulacja została przedstawiona na slajdzie 30.

- ✓ **Moc zainstalowana:** 369 MWe do 2016 r. oraz ok. 580MW (w tym ok. 460 MW lądowych farm wiatrowych) do końca 2017. Potencjalnie ok. 1,7 GW (włączając prawie 1000 MW lądowych oraz 600 MWe morskich farm wiatrowych) do 2022 r.;
- ✓ **Finansowanie:** Faza I do 2016 roku będzie wymagała finansowania ze środków własnych oraz finansowania w formule „project finance”;
- ✓ **Rezygnacja z planów emisji akcji:** ze względu na braku potrzeby dodatkowego kapitału zewnętrznego;
- ✓ **Farmy Morskie:** realizacja, budowa i utrzymanie projektów morskich farm wiatrowych jest wyłącznie możliwe z partnerem pozyskanym w wyniku sprzedaży pakietu udziałów po uzyskaniu decyzji środowiskowej;
- ✓ **Portfel 730 MW farm na lądzie (Faza II po 2016):** możliwa jest również sprzedaż do 100% w wybranych projektach lądowych farm wiatrowych realizowanych po 2015 r. w systemie aukcyjnym, przed lub po wygranej aukcji, w celu zwiększenia potencjalnych dywidend;
- ✓ **Inne:** Grupa zakłada sprzedaż projektu elektrowni węglowej w 2018 r. Jednakże w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy;

Kluczowy element strategii - rozwój portfela farm wiatrowych na lądzie

Działające farmy wiatrowe

#	Lokalizacja	Moc (MW)	COD	Klienci
1	Puck	22	2006	Energa, Polenergia
2	Modlikowice	24	2011	Tauron PE
3	Łukaszów	34	2011	Tauron PE
4	Gawłowice	41,4	10.2014	Polenergia Obrót
5	Rajgród	25,3	11.2014	Polenergia Obrót

146,7 MW

Farmy w fazie budowy

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Status	Uruchomienie
6	Skurpie	36,8	w trakcie budowy	koniec 2015
7	Gawłowice (rozbudowa)	6,9	w trakcie budowy	koniec 2015
8	Skurpie (rozbudowa)	6,9	w trakcie budowy	koniec 2015
9	Mycielin	48	w trakcie budowy	koniec 2015

98,6 MW

Planowane przystąpienie do pierwszej aukcji w 2016 r.

#	Lokalizacja	Moc (MW)	Pozwolenie na budowę	Możliwe uruchomienie
10	Piekło	12	1 kw'15	2017
11	Grabowo	40	1 kw'15	2017
12	Zielona	104	1 kw/2 kw'15	2017
13	Kostomłoty	18	3 kw'15	2017
14	Bądecz	42	4 kw'15	2017
15	Wodzisław	69	2016	2017
16	Olbrachcice	51	2016	2017

336 MW

- ✓ Portfel działających farm wiatrowych osiągnął w 2014 r. łączną moc zainstalowaną równą 146,7 MW;
- ✓ Do końca 2015 r. Polenergia odda do użytkowania dodatkowe 98,6 MW;
- ✓ Dodatkowo Polenergia posiada portfel farm wiatrowych w fazie rozwoju liczący łącznie 730 MW z czego:
 - 7 projektów o łącznej mocy 336 MW zostanie przygotowanych do udziału w pierwszej aukcji oczekiwanej w 2016 r.;
 - 394 MW weźmie udział w kolejnych aukcjach w latach 2017-2019.

Farmy wiatrowe na lądzie – projekty oddane do użytkowania w 2014 r.



FW Rajgród

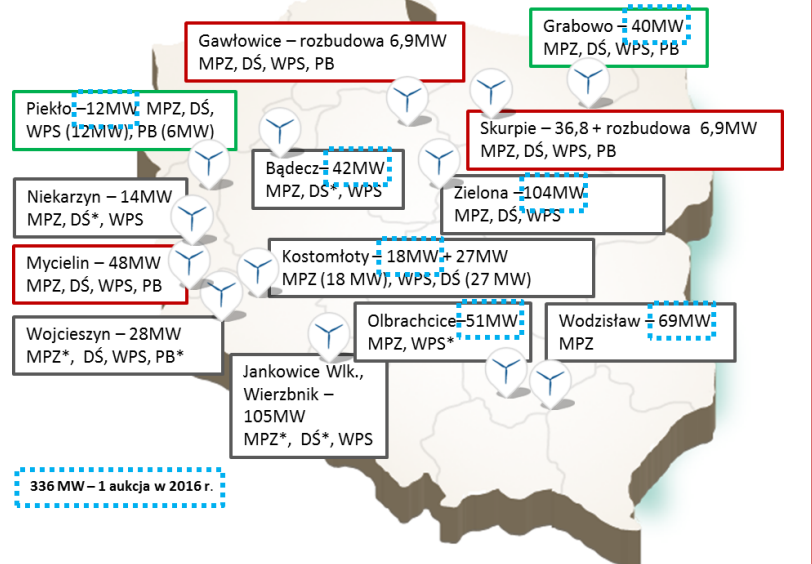
- Łączna moc projektu wynosi 25,3 MWe, składa się on z 11 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo podlaskie, powiat grajewski;
- Oddanie do użytku nastąpiło w październiku 2014;
- Planowana roczna produkcja około 64 GWh;

FW Gawłowice

- Łączna moc projektu wynosi 41,4 MWe, składa się on z 18 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda;
- Lokalizacja: województwo kujawsko - pomorskie, powiat grudziądzki;
- Oddanie do użytku nastąpiło w listopadzie 2014;
- Planowana roczna produkcja około 128 GWh;
- W 2015 uruchomiona będzie rozbudowa tej FW o dodatkowe trzy turbiny o mocy 6,9 MW;



Farmy wiatrowe na lądzie – faza budowy i gotowość do pierwszej aukcji w 2016r



Projekty w fazie budowy w 2015 r. [98,6 MW]

- Projekt Skurpie: Trwają prace budowlane w farmie wiatrowej o mocy 36,8 MW. Rozpoczęto rozbudowę tej FW o dodatkowe turbiny o mocy 6,9 MW.
- Projekt Gawłowice: rozpoczęto rozbudowę nowopowstałej FW o mocy 41,4 MW o dodatkowe turbiny o mocy 6,9 MW.
- Projekt Mycielín: Zakończono pozyskiwanie finansowania (pozytywna decyzja kredytowa). Podpisano umowę z dostawcą turbin oraz rozpoczęto budowę FW o mocy 48 MW.

Projekty przeznaczone do aukcji w 2016 r. [336 MW]

- Projekt Piekło [12 MW]: pozyskano PnB
- Projekt Grabowo [40 MW]: pozyskano PnB
- Zielona [104 MW]: PnB planowane na przełomie 1 i 2 kw'15
- Kostomłoty [18 MW]: PnB planowane do końca 3 kw'15
- Bądecz [42 MW]: PnB planowane do końca 4 kw'15
- Wodzisław [69 MW]: zakończenie dewelopmentu planowane w 2016
- Olbrachcice [51 MW]: zakończenie dewelopmentu planowane w 2016

Osiągnięte etapy dewelopmentu:

- MPZ – Miejscowy Plan Zagospodarowania
- DŚ – Decyzja Środowiskowa
- WPS – Warunki Przyłączenia do Sieci
- PB – Pozwolenie na Budowę

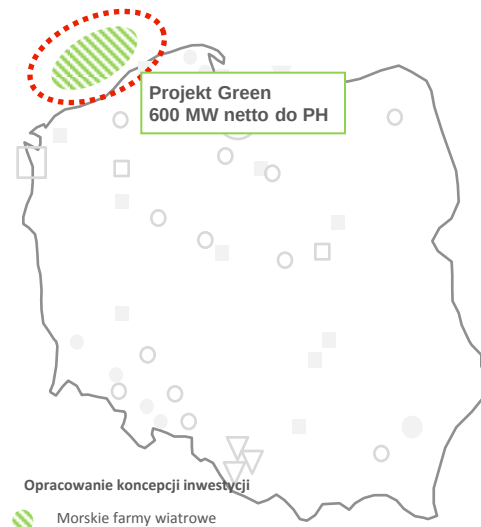
* Procedura odwoławcza

Kluczowy element strategii - pionierski projekt morskich farm wiatrowych w Polsce

Opis

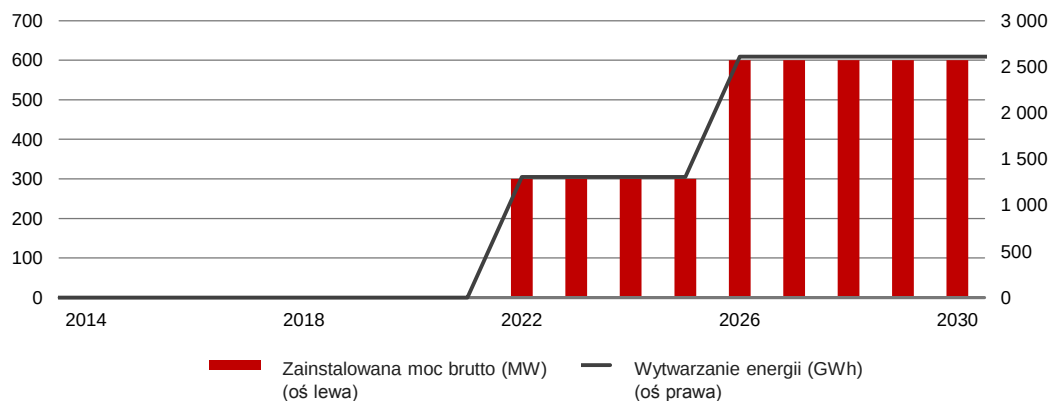
- Dwa projekty o łącznej mocy ok. 1,2 GW
- Plan zakłada współpracy z doświadczonym graczem w sektorze (50/50 JV) - zainteresowanie zostało potwierdzone w trakcie wstępnych dyskusji
- Dodatkową opcję stanowi trzeci projekt o mocy 1,6 GW z ważnym pozwoleniem na lokalizację
- Offtake zabezpieczony na okres 15 lat poprzez kontrakt w ramach systemu aukcji: zapisy odnoszące się do morskich farm wiatrowych uwzględnione w aktualnej Ustawie o OZE świadczą o przychylności rządzących
- W lipcu 2014 podpisano umowę przyłączeniową z PSE na 1 200 MW.

Lokalizacja i moc



Nazwa projektu	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Faktyczna planowana moc (MW)	600	600
Liczba turbin	ok. 60-75	ok 40-60
Odległość od brzegu	22 km	37 km
Obszar	116,6 km ²	122 km ²
Głębokość	25-39m	23-41m
Średnia prędkość wiatru	9 – 10 m/s	9 – 10 m/s

Zainstalowana moc i wytwarzanie elektryczności (udział PH)

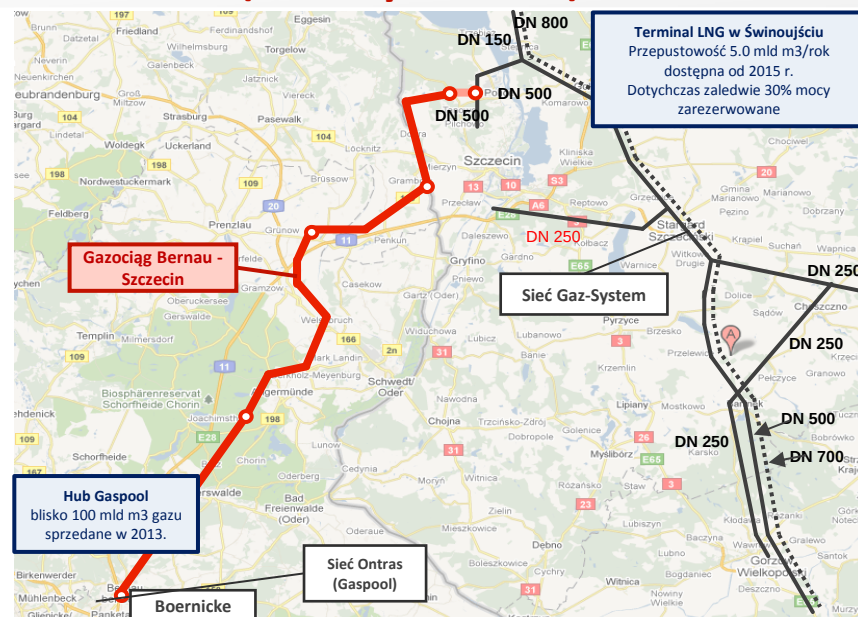


Planowane terminy	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Decyzja środowiskowa	1 kw 2016	3 kw 2016
Rozpoczęcie budowy	2020	2023
Data uruchomienia farmy	2022	2026

Kluczowy element strategii - Gazociąg Bernau – Szczecin (Niemcy - Polska)

Opis

- Projekt gazociągu idealnie łączy zachodnioeuropejski rynek gazu z odizolowanym rynkiem polskim oraz pozostałych krajów Europy wschodniej (Ukraina, Litwa).
- Połączenie to zapewni dostęp do infrastruktury importowej w Niemczech i stanie się jednym z kluczowych przedsięwzięć otwierających rynek gazu Europy wschodniej.
- Konsumenci w Polsce (i potencjalnie w sąsiadujących krajach na wschód i południe Polski) uzyskają dostęp do płynnego rynku gazu, który pozwala im kupować gaz po niższych cenach i od różnych dostawców, poprawiając w ten sposób ich bezpieczeństwo energetyczne i zapewniając dostawy tego strategicznego surowca w zróżnicowany sposób.
- Do realizacji projektu w Polsce i Niemczech zostaną zaproszeni partnerzy strategiczni, jednak firma zakłada, że będzie posiadać większościowy udział (min. 51%) w niemieckiej części biznesu.
- Projekt zapewnia atrakcyjny zwrot oparty o wskaźnik WRA



Gazociąg Bernau – Szczecin

Przepustowość	3,0 - 5,0 mld m ³ rocznie
Kompresory	3 x 5,4 MW
Długość	ok. 150km (30km w Polsce, 120km w Niemczech)

Status projektu

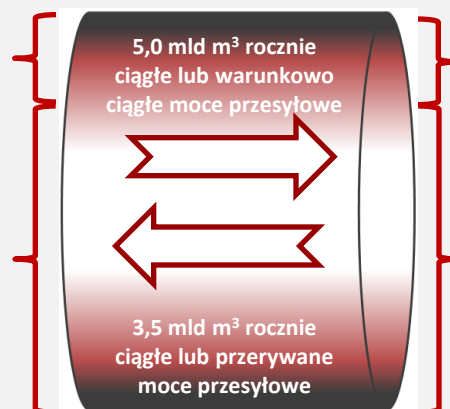
Projekt FEED	Zakończony
Pozwolenia na budowę	Zakończone dla całości odcinka niemieckiego
Służebności gruntowe	Zabezpieczone ok. 50%
Zwolnienie z TPA/Unbundlingu	W toku
Zamknięcie komercyjne	W toku
Przyłączenie do sieci	W toku
EPC	Do uzupełnienia
Finansowanie	Do uzupełnienia

Opólna charakterystyka produktów przesyłowych

WYJŚCIE Z POLSKI/WEJŚCIE DO NIEMIEC

10% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów krótkoterminowych (do 1 roku) oferowanych na aukcjach zgodnie z zasadami kodeksu sieciowego CAM

90% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów rocznych (z możliwością rezerwacji 15 kolejnych lat) oferowanych na aukcjach zgodnie z zasadami kodeksu sieciowego CAM



WYJŚCIE Z NIEMIEC/WEJŚCIE DO POLSKI

10% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów krótkoterminowych (do 1 roku) oferowanych na aukcjach wg zasad CAM

90% mocy rurociągu przeznaczone dla produktów rocznych (z możliwością rezerwacji 20 kolejnych lat) oferowanych na aukcjach zwolnionych z regulacji CAM (w tym 1,5 mld m³ rocznie zarezerwowane dla POLENERGIA)

Kluczowy element strategii - Gazociąg Bernau – Szczecin (Niemcy - Polska)

Koncepcja Korytarza przesyłowego Zachód - Wschód

- Projekt interkonektora zyskuje dodatkowo na znaczeniu w związku z trwającą aktualnie rozbudową infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego w Europie Centralnej w ramach **Korytarza Północ-Południe**.
- Stwarza ona unikalną szansę na wykorzystanie powstającej infrastruktury w celu dalszej integracji rynków regionu i stworzenie **Korytarza Przesyłowego Zachód-Wschód** który miałby istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego całego regionu.
- Realizacja Koncepcji Korytarza Zachód-Wschód wymaga inwestycji w rozwój połączenia gazowego z Ukrainą.

Argumenty przemawiające za realizacją koncepcji Korytarza Północ-Południe z uwzględnieniem gazociągu Bernau-Szczecin to:

- ✓ poprawa bezpieczeństwa energetycznego w Europie Centralnej;
- ✓ dalsze zmniejszenie zależności Polski od dostaw z Rosji;
- ✓ otwarcie dostępu dla polskiego przemysłu do tańszego gazu pochodzącego z rynku niemieckiego;
- ✓ stworzenie możliwości transportu gazu z zachodu lub z terminala LNG w Świnoujściu na Ukrainę i ograniczenie zależności Ukrainy od dostaw gazu z Rosji;
- ✓ silniejsza integracja ukraińskiego systemu przesyłowego z systemem europejskim;
- ✓ silniejsza integracja rynku polskiego z niemieckim i rynkiem gazu;
- ✓ możliwość budowy wspólnego obszaru rynkowego Europy Centralnej i Wschodniej;
- ✓ zwiększenie znaczenia Polski jako kraju przesyłowego i integrującego elementy infrastruktury w regionie;
- ✓ zwiększenie stopnia wykorzystania infrastruktury powstającej w ramach korytarza Północ-Południe.



Potencjał gospodarczy morskiej energetyki wiatrowej w Polsce¹

1. **Potencjał rynkowy nie koliduje z innymi celami energetycznymi rządu:** potencjał rynkowy morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, uwzględniający uwarunkowania przestrzenne, środowiskowe, ekonomiczne, pojemność systemu elektroenergetycznego, wynosi łącznie 6 GW zainstalowanej mocy do roku 2030 co jest zgodne ze strategią energetyczną Polski do 2050r. **Realizacja programu morskich farm wiatrowych jest konieczna dla osiągnięcia celów redukcji emisji CO₂ oraz OZE do 2030 zgodnie z uzgodnionym pakietem klimatycznym;**
2. **Wartość inwestycji w polskie morskie FW może wynieść ok. 83 mld zł:** z czego ponad 63 % (52,1 mld PLN) może obejmować zakupy komponentów i usług w polskich przedsiębiorstwach, głównie w stocznich i portach. Obroty polskiego przemysłu morskiego na rynku morskich farm wiatrowych mogą sięgać ponad 700 mln euro rocznie, czyli blisko 2 mln euro dziennie przez najbliższe kilkanaście lat. Powstać może ok **35 tysięcy nowych miejsc pracy;**
3. **Wartość dodana do polskiej gospodarki w wysokości 81,8 mld PLN do roku 2030:** m.in. z tytułu wpływów do budżetu z podatków CIT, podatków pośrednich, opłat lokalizacyjnych, wpłat do Funduszu Ubezpieczeń Społecznych i innych;
4. **Morskie farmy wiatrowe to jedyna technologia odnawialnych źródeł energii, która do roku 2020 nie będzie generować kosztów, a będzie przynosić zyski:** przy czym europejskie programy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej zakładają silną redukcję kosztów inwestycyjnych i operacyjnych morskich farm wiatrowych - wysokość wsparcia dla morskich farm wiatrowych mogłaby ulec redukcji o 50-60% w latach 2014-2025.
5. **Przewiduje się, że efekt netto dla gospodarki po uwzględnieniu kosztów wsparcia po 2020 roku oraz wartości dodanej wynikającej z inwestycji i produkcji elementów w kraju będzie pozytywny (NPV dla gospodarki);**

04

Ramy Regulacyjne (Ustawa o OZE, Polityka UE)

Wsparcie państwa odzwierciedlone w nowej ustawie o energii odnawialnej

Projekty działające i w budowie: zielone certyfikaty

Projekty działające i w fazie inwestycji/budowy: system zielonych certyfikatów jest dostępny dla wszystkich projektów wiatrowych oddanych przed wejściem w życie Projektu Ustawy OZE (czyli przed 1 stycznia 2016 r.);

Utrzymane długoterminowe wsparcie: 15 lat od daty rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, dla której można było uzyskać zielone certyfikaty (kontynuacja systemu zielonych certyfikatów);

Wysoki poziom opłaty zastępczej: zamrożona na poziomie ok. 300 PLN/MWh (po indeksacji w 2014 r.);

Przepisy dotyczące bilansowania popytu i podaży rynku zielonych certyfikatów, doprowadzą do stabilizacji cen na poziomach zbliżonych do opłaty zastępczej:

- **Podaż:** znaczące ograniczenie liczby źródeł kwalifikujących się do otrzymywania zielonych certyfikatów poprzez eliminację wsparcia dla dużych elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MWe oraz redukcję wsparcia dla współspalania biomasy, do poziomu 0,5 certyfikatu za 1 MWh, jeżeli energetyczny udział biomasy w miksie paliwowym takiej instalacji jest poniżej 20%;
- **Popyt:** cele dotyczące udziału energii odnawialnej w sprzedaży do klientów końcowych ustanowione na poziomie 14% w 2015 r., 15% w 2016 r. i 20% w 2017 r. będą określone corocznie w oparciu o przewidywaną ilość energii wytwarzanej z OZE pozwalając na zbilansowanie popytu i podaży zielonych certyfikatów. Opcja wypełnienia obowiązku za pomocą opłat zastępczych nie będzie dostępna w przypadku, gdy ceny certyfikatów spadną poniżej 75% wartości opłaty zastępczej w okresie 3 miesięcy poprzedzających datę wypełnienia obowiązku (umorzenia świadectw pochodzenia). Dodatkowo zostaną wprowadzone niekorzystne zasady traktowania kosztów wynikających z płacenia opłaty zastępczej w rozliczeniu podatku, co wpłynie na zwiększenie popytu na certyfikaty i wzrost ich ceny do poziomu zbliżonego do opłaty zastępczej. Prognozy rynkowe wykorzystywane przez zarząd długoterminowo zakładają, że nowe przepisy utrzymają ceny certyfikatów na poziomie zbliżonym do opłaty zastępczej (ok. 300 PLN/MWh);

Dozwolone bilateralne kontrakty: Projekt Ustawy OZE podtrzymuje możliwość sprzedawania certyfikatów w ramach długoterminowych kontraktów;

Opcja przejścia do systemu aukcyjnego: wszystkie projekty w ramach dotychczasowego systemu certyfikatów będą miały możliwość zmiany na system aukcji (poza instalacjami współspalania, jeżeli energetyczny udział biomasy w miksie paliwowym takiej instalacji jest poniżej 20%).

- ✓ **Zmiany w systemie wsparcia OZE zapewniają bezpieczne przepływy finansowe przy atrakcyjnej stopie zwrotu.**
- ✓ **Ustawa została zaakceptowana przez rząd i jest aktualnie skierowana do prac w sejmie**

Nowe Projekty: Aukcja / "Feed-in Tariff"

Utrzymane długoterminowe wsparcie: 15 lat od daty rozpoczęcia operacji w systemie aukcji zapewniającej stałe indeksowane inflacją ceny kontraktów na 15 lat;

Przejrzyste mechanizmy aukcji:

- Docelowa pula energii na którą będzie organizowana aukcja będzie ustalana pięciokrotnie dla 3-letnich okresów;
- Ministerstwo Gospodarki co roku wyznaczy cenę referencyjną dla każdej technologii biorąc pod uwagę średnie nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne dla standardowych projektów;
- Brane pod uwagę będą wyłącznie oferty, których cena jest równa lub niższa niż cena referencyjna dla danej technologii;
- Wszystkie technologie będą mogły uczestniczyć w tych samych aukcjach;
- Dla puli ofert z najniższymi cenami, spełniającymi warunek wolumenu danej aukcji zostanie przyznany kontrakt ze stałymi cenami (indeksowanymi rocznie inflacją) oparty o zwycięską ofertę ceny na 15 lat;

Dozwolone dwustronne kontrakty: wytworzoną energię będzie można sprzedawać na rynku, np. w ramach bilateralnych kontraktów (w tym grupom energetycznym) lub do tzw. sprzedawcy zobowiązanego. Specjalnie powołana agencja rządowa: Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej będzie dopłacał przedsiębiorcy różnicę między wylicytowaną w aukcji ceną energii, a średnią ceną energii na rynku konkurencyjnym podawaną przez operatora giełdy;

Przewidziane licytacje w zakresie elektrowni morskich:

- Dedykowane aukcje na technologie o stopniu wykorzystania mocy większym niż 4 000 MWh/MWe/rok skutecznie wyłączają wszystkie technologie poza morskimi farmami wiatrowymi oraz zasilanymi biomasą;
- możliwość przystąpienia do aukcji z decyzją środowiskową bez wymogu pozwolenia na budowę obniży ryzyko deweloperskie;
- Przedłużony okres budowy do 72 miesięcy (pozwalać na budowę farm morskich).

- ✓ **Taryfa gwarantowana przez system aukcyjny dla nowych projektów zapewnia stałą cenę z zabezpieczonym zyskiem bez ryzyka cen rynkowych.**

Nowa ustawa o OZE i jej pozytywny wpływ na Grupę

Eksploracja bieżących projektów: zielone certyfikaty przyznane na okres 15 lat gwarantują atrakcyjne przepływy finansowe zarówno dla istniejących farm wiatrowych (146,7 MWe), jak i projektów w budowie (98,6 MWe), które mają zostać uruchomione do 2015 r.;

Możliwość wyboru między dotychczasowym i nowym systemem wsparcia: istniejące jednostki wytwórcze OZE mają możliwość przejścia w dowolnym momencie do systemu taryf gwarantowanych (tj. dopłaty wartości pomiędzy ceną oferowaną w aukcji a ceną rynkową) poprzez uczestnictwo w aukcjach, jeżeli taryfy gwarantowane będą korzystniejsze ekonomicznie od cen uzyskiwanych w obecnym systemie wsparcia. Jeśli dana jednostka wytwórcza OZE nie wygra aukcji, pozostaje w systemie zielonych certyfikatów na niezmiennych warunkach z opcją przystąpienia do kolejnych aukcji;

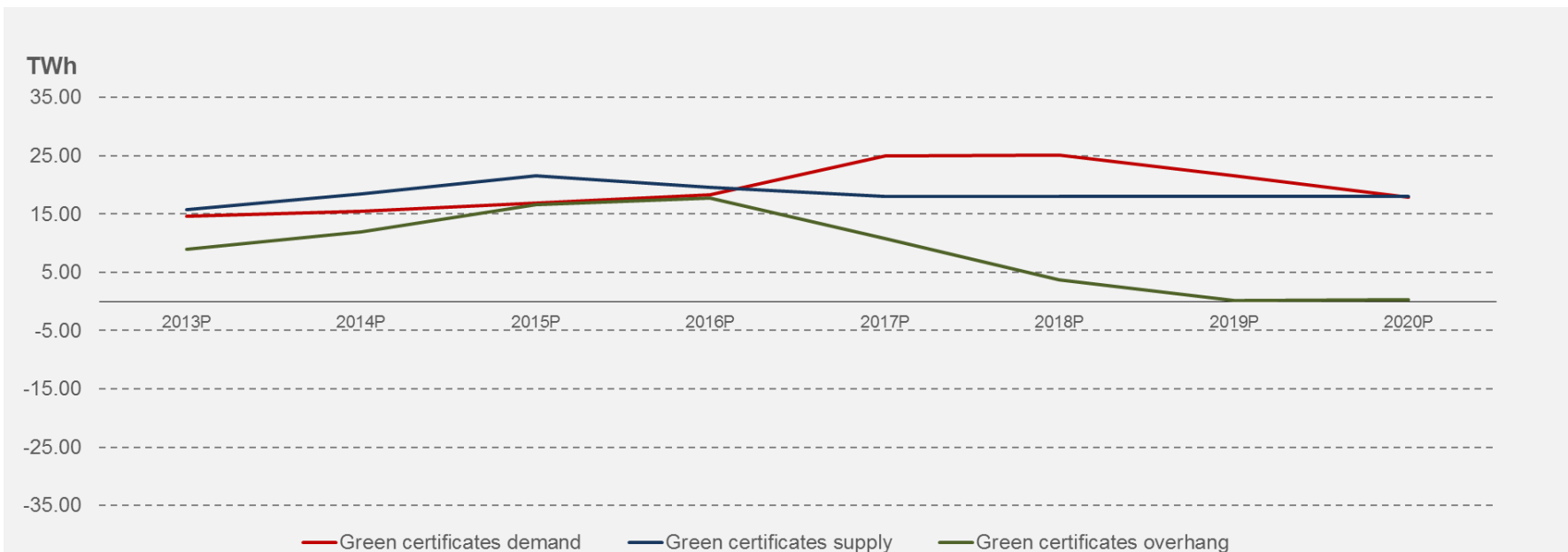
System aukcyjny wprowadza stabilność oferując „upside” operacyjny:

- Brak ryzyka zmian cen rynkowych energii w systemie aukcyjnym: taryfa gwarantowana przez system aukcyjny dla nowych projektów będzie oparta na stałej i corocznie indeksowanej inflacją cen, przez cały okres wsparcia (brak ryzyka związanego ze zmianami cen energii elektrycznej);
- Potencjał dodatkowego zwrotu na efektywności operacyjnej: według Oceny Skutków Regulacji opublikowanej przez Ministerstwo Gospodarki wraz z historyczną wersją Projektu Ustawy OZE ceny referencyjne mają być ustalone z uwzględnieniem średniego poziomu stopy zwrotu IRR 12% przy założeniu średniej produktywności brutto na poziomie 27%. Projekty z portfela Grupy mają dodatkową przewagę konkurencyjną ze względu na wyższą średnią produktywność;

Koncentracja na kluczowym obszarze działalności: ponieważ koszt LCOE dla lądowych farm wiatrowych jest najniższy spośród wszystkich technologii OZE i oczekiwany jest jego dalszy spadek, przewiduje się że technologia ta (razem z biomasą) będzie dominować w nowym systemie wsparcia. Ponadto przewiduje się, że wsparcie dla morskich farm wiatrowych ma być regulowane osobnymi przepisami dla projektów, które rozpoczną się po 2020 r. – jest to zgodne ze strategią Grupy, która zakłada rozwój projektów morskich z ustalonymi warunkami przyłączenia do sieci i uruchomienie ich w latach 2022-2026;

Efekty synergii na poziomie działalności handlowej: dodatkowe zyski i stabilność przychodów są osiąmane poprzez współpracę ze spółką Polenergia Obrót, która dzięki dostępowi do szerokiego portfela klientów oraz rynku hurtowego może realizować pełną marżę handlową i umożliwiać Grupie uzyskiwanie korzystnych cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów oraz zabezpieczanie pozycji na rynku terminowym. Projekt Ustawy OZE nie przewiduje wprowadzania żadnych ograniczeń w zakresie, komu można sprzedawać energię lub/i zielone certyfikaty.

Bilans podaży i popytu zielonych certyfikatów



Źródło: Opracowanie własne

W opinii Zarządu prawdopodobny jest scenariusz, w którym wzrost podaży certyfikatów wynikający ze wzrostu produkcji energii z farm wiatrowych będzie zredukowany przez mechanizmy obniżające podaż zawarte w Projekcie Ustawy OZE, spośród których najważniejszymi są:

- Całkowite wstrzymanie wsparcia w postaci zielonych certyfikatów dla dużych elektrowni wodnych o mocy >5MW (założenie: od 2016);
- Znaczne ograniczenie wsparcia dla instalacji współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi do 0,5x certyfikatu (założenie: od 2016);

To skutkuje odwróceniem nadpodaży certyfikatów po 2016r. i stopniową redukcją nadwyżki do 2019r.

W ocenie Zarządu nadwyżka certyfikatów zniknie do 2019 roku. Zbilansowanie popytu i podaży będzie oznaczało, że ceny certyfikatów ustabilizują się na poziomie zbliżonym do opłaty zastępczej. Dlatego decydujące jest jak najszybsze rozpoczęcie budowy i przekazanie do eksploatacji farm, żeby móc skorzystać z dotychczasowego systemu wsparcia w ramach nowej ustawy OZE.

Wsparcie dla projektów oddanych po 2015 r. - prawdopodobieństwo wygrania aukcji (1/3)

	Projekty operacyjne [MW]	Projekty w developmencie - oczekiwane oddanie w 2015 r.	Projekty w developmencie - oczekiwane oddanie w systemie aukcyjnym
Suma projektów FW w operacji/rozwoju wg. stanu na koniec 2014 r.*	3 800	813	5 509
minus projekty niezrealizowane (25%)			(1 377)
Suma projektów do udziału w aukcjach			4 131

Moc zainstalowana na koniec 2014 r.	3 800
Projekty do oddania do końca 2015 r. (stary system)	813
Roczna moc zamówiona na aukcjach	650
Suma mocy zamówionej na aukcjach 2016-2019	2 600
Moc zainstalowana na koniec 2020 r.	7 213

* Szacunek własny

- Według informacji podawanych przez URE na koniec 2014 r. było w Polsce ok. 3,8 GW zainstalowanej mocy w lądowych farmach wiatrowych;
- Szacuje się że do końca 2015 r. W systemie zielonych certyfikatów zostanie jeszcze oddane ok. 813 MW;
- W związku z koniecznością wypełnienia przez Polskę zobowiązań dotyczących udziału produkcji energii z OZE w konsumpcji energii na poziomie 15% w 2020 r., aktualne plany zakładają wzrost całkowitej mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych do poziomu ponad 7 GW przy czym to i tak nie pozwoli na spełnienia celu dla energetyki na poziomie 19% energii z OZE (patrz slajd 16);
- To oznacza że w latach 2016-2019 konieczne będzie zorganizowanie aukcji na łączną pulę 2.600 MW czyli średnio po 650 MW rocznie;
- Całkowitą pulę projektów w różnych stadiach rozwoju, które mogą zostać zgłoszone do aukcji w okresie do 2020 r. szacujemy na 4.131 MW czyli średnio 1.033 MW rocznie.

- ✓ Szacowana pula projektów gotowych do wzięcia udziału w aukcjach w latach 2016-2019 wynosi ok. 4,1 GW;
- ✓ Na podstawie aktualnych planów szacujemy, że w ramach aukcji zamówione zostanie ok. 2,6GW mocy co pozwoli na wybudowanie tylko ok. 63% wszystkich farm znajdujących się w planach inwestorów;
- ✓ Większa podaż projektów od popytu będzie powodować malejące z każdym rokiem prawdopodobieństwo wygrania aukcji – w związku z tym należy dołożyć maksymalnych starań aby jak największą ilość projektów przygotować do udziału w pierwszych aukcjach.

Wsparcie dla projektów oddanych po 2015 r. - prawdopodobieństwo wygrania aukcji (2/3)

Rok aukcji	Moc zamówiona w ramach aukcji [MW]	Nowe projekty gotowe do aukcji [MW]	Projekty biorące udział w aukcji [MW]	Wygrana [MW]	Przegrana [MW]	Prawdopodobieństwo sukcesu w danym roku
2016	650	1 033	1 033	650	383	63%
2017	650	1 033	1 416	650	766	46%
2018	650	1 033	1 799	650	1 149	36%
2019	650	1 033	2 181	650	1 531	30%
	2 600*	4 131**		2 600		

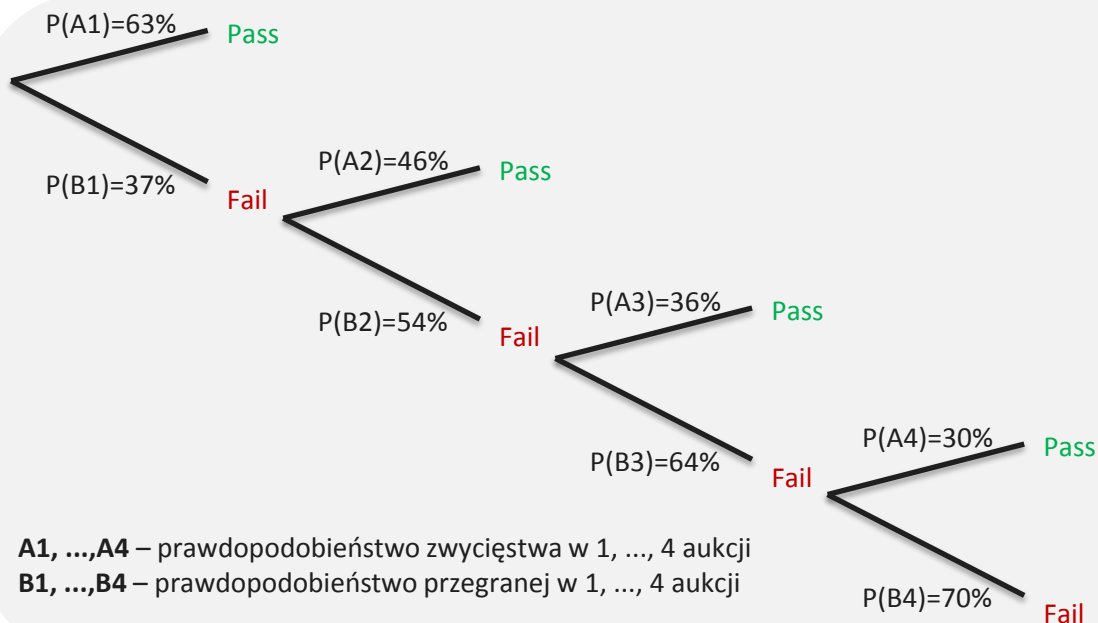
* Szacunek własny – pula brakującej mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych na lądzie konieczna do wybudowania w ramach systemu aukcyjnego w latach 2016-2020, w celu osiągnięcia łącznej mocy zainstalowanej ponad 7 GW w 2020 r.;

** Szacunek własny – łączna pula projektów na różnym etapie zaawansowania, które mogą zostać zgłoszone do aukcji w latach 2016-2019. Szacunek uwzględnia 25% prawdopodobieństwo niezrealizowania projektu.

- Zakładamy że co roku począwszy od 2016 r. będzie organizowana aukcja(e) na pulę 650 MW;
- Jednocześnie podaż projektów w aukcji będzie co roku zwiększana przez pulę nowo-wydevelopowanych projektów o łącznej mocy 1.033 MW;
- Projekty które przegrały aukcję w danym roku będą zwiększać dodatkowo konkurencję w kolejnych aukcjach;
- Przy takich założeniach prawdopodobieństwo sukcesu w 1 aukcji w 2016 r. wynosi 63% i będzie malało z każdym kolejnym rokiem w miarę zwiększania się puli projektów biorących udział w aukcji;
- Jednocześnie ze względu na rosnącą konkurencję w kolejnych aukcjach i zwiększającą się presję związaną z kończącym się okresem regulacji należy oczekiwać że kolejne aukcje będą się zamykały przy coraz niższych cenach;
- **W związku z tym należy przygotować maksymalną ilość projektów do udziału w pierwszych aukcjach.**

- ✓ **Prawdopodobieństwo wygrania aukcji będzie malało z poziomu ok 63% w 1 roku do 30% w 2019 r.;**
- ✓ **Najwyższe całkowite prawdopodobieństwo wygrania aukcji będą miały projekty gotowe do aukcji najwcześniej, które skorzystają z wyższego prawdopodobieństwa jednostkowego w 1 roku oraz z całkowitego prawdopodobieństwa warunkowego uwzględniającego możliwość wygranej w kolejnych latach;**
- ✓ **W związku z rosnącą konkurencją należy także oczekiwać spadku cen ustalanych na kolejnych aukcjach.**

Wsparcie dla projektów oddanych po 2015 r. - prawdopodobieństwo wygrania aukcji (3/3)

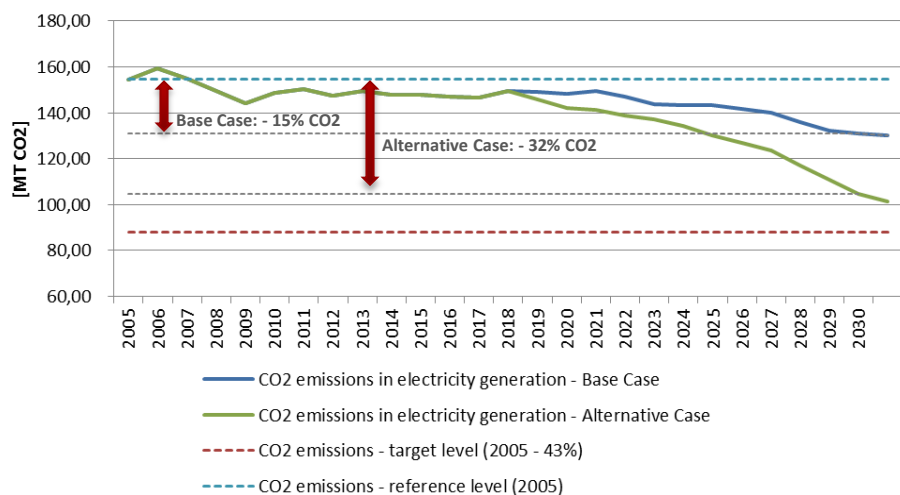


- Zakładając że w latach 2016-2019 odbędzie się 4 niezależne aukcje, całkowite prawdopodobieństwo sukcesu dla farmy wiatrowej która wystartuje w 1 z nich wynosi 91%;
- W kolejnych latach prawdopodobieństwo spada aż do poziomu 30% w 2019 r. na skutek malejącego prawdopodobieństwa jednostkowego sukcesu w danym roku (por. poprzedni slajd) oraz zmniejszającej się ilości aukcji pozostałych do końca okresu objętego regulacją;
- **Konkluzja: maksymalny nacisk należy położyć na development projektów, które mają szansę na udział w pierwszych aukcjach**

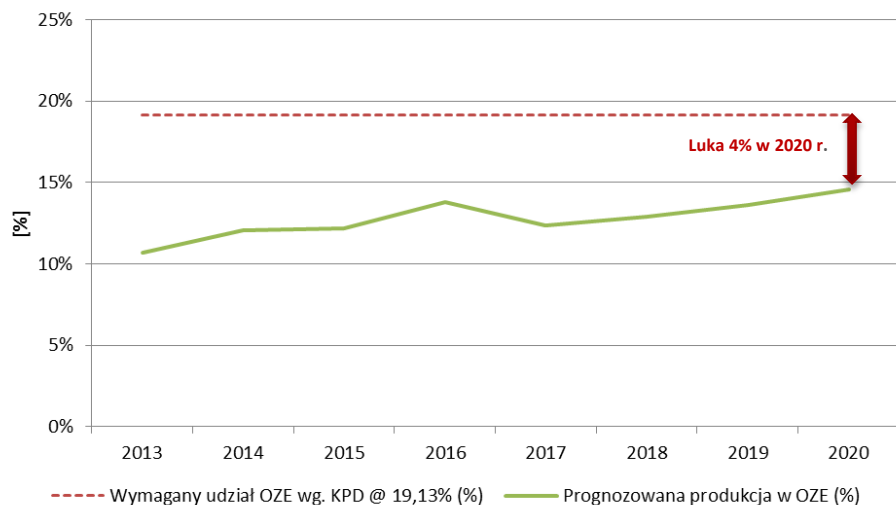
Rok przystąpienia do 1 aukcji	Prawdopodobieństwo warunkowe sukcesu w konkretnej aukcji				Całkowite prawdopodobieństwo sukcesu
	2016	2017	2018	2019	
2016	$P(A1)=63\%$	$P(A2 B1)=37\%*46\%=17\%$	$P(A3 B2)=37\%*54\%*36\%=7\%$	$P(A4 B3)=37\%*54\%*64\%*30\%=4\%$	$\sum_{2016} = 91\%$
2017	-	$P(A2)=46\%$	$P(A3 B2)=54\%*36\%=20\%$	$P(A4 B3)=54\%*64\%*30\%=10\%$	$\sum_{2017} = 76\%$
2018	-	-	$P(A3)=36\%$	$P(A4 B3)=64\%*30\%=19\%$	$\sum_{2018} = 55\%$
2019	-	-	-	$P(A4)=30\%$	$\sum_{2019} = 30\%$

Wpływ Polityki Energetycznej UE na perspektywy rozwoju OZE

CO2 emissions in electricity generation 2005-2031



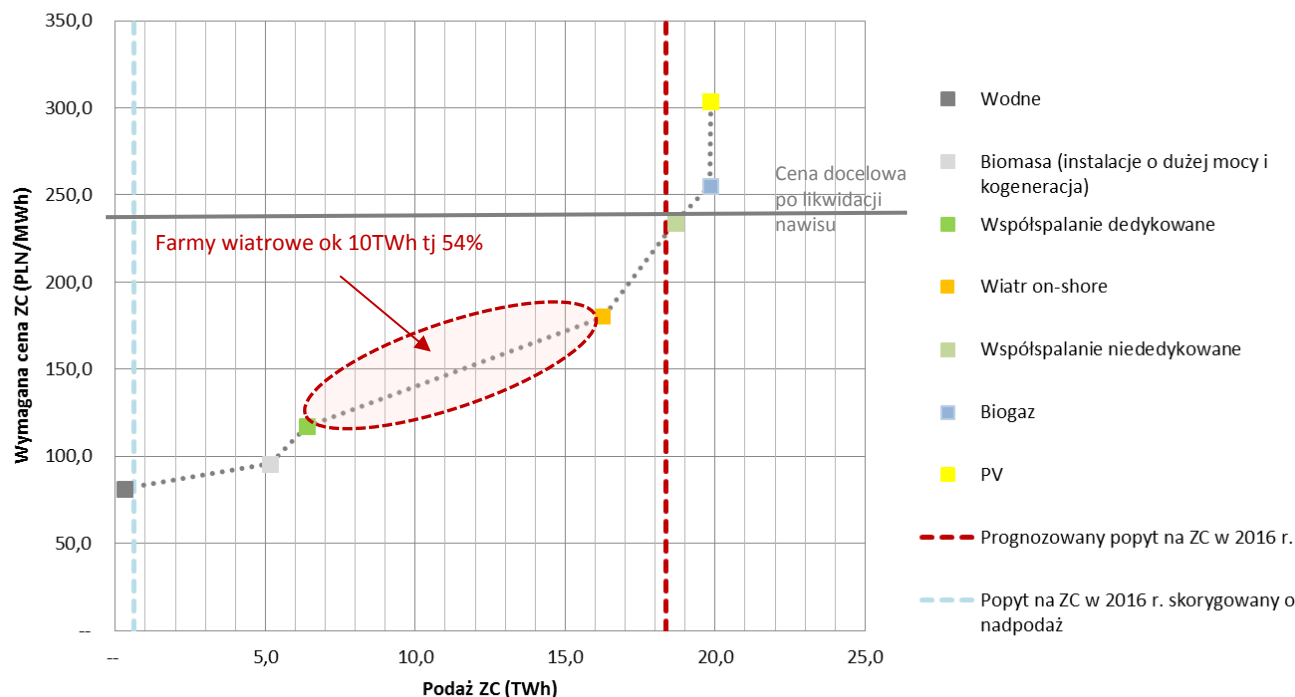
Udział produkcji OZE w konsumpcji energii elektrycznej brutto do 2020 r.



- Postanowienia Pakietu Klimatycznego UE do 2030 r. wprowadzają obowiązek ograniczenia emisji CO₂ o 43% w stosunku do 2005 r.;
- **Realizacja aktualnego scenariusza (Base Case) rozwoju energetyki pozwoli na ograniczenie emisji CO₂ jedynie o 15%;**
- Osiągnięcie istotnego poziomu redukcji emisji wymaga zastosowania scenariusza mieszanego rozwoju różnych technologii z naciskiem na rozwój sektora OZE i w późniejszym okresie energii atomowej wspomagany przez zastępowanie starych jednostek węglowych nowymi blokami. **Według naszych szacunków taki scenariusz (Alternative Case) może pozwolić na ograniczenie emisji nawet o 32% co wciąż jest poniżej docelowych 43%;**
- Ilość emitowanego CO₂ ma wprost przełożenie na ceny energii elektrycznej;
- Realizacja zakładanych celów redukcji jest możliwa jedynie w oparciu o inwestycje w technologie OZE – szczególnie te o najniższym koszcie LCOE (elektrownie wiatrowe na lądzie, fotowoltaika, elektrownie biomasowe);
- **Konkluzja 1:** rozwój technologii OZE o najniższej relacji LCOE do efektu redukcji CO₂ (farmy wiatrowe na lądzie i fotowoltaika) jest niezbędny w celu spełnienia przez Polskę celów redukcji emisji CO₂ do 2030 r. Brak realizacji tego celu będzie skutkował istotnym wzrostem cen energii obciążonych wysokimi kosztami uprawnień do emisji.
- **Konkluzja 2:** brak spełnienia celu udziału produkcji OZE na poziomie 19,13% wyznaczonego w KPD zgodnie z aktualnymi planami rozwoju mocy (luka 4%)
 - możliwe jest zwiększenie udziału OZE poprzez zwiększenie produkcji we współpalaniu niededykowanym o ponad 3 TWh przy założeniu wzrostu cen zielonych certyfikatów do minimalnego poziomu ok. 240 PLN/MWh (por. na kolejnym slajdzie).

Wymagane wsparcie w systemie zielonych certyfikatów w zależności od technologii

Popyt i podaż na zielone certyfikaty po wejściu w życie nowej Ustawy o OZE przy cenie energii elektrycznej na poziomie 180 PLN/MWh



Źródło: opracowanie własne

- Prognozowany roczny popyt na zielone certyfikaty rośnie do ok. 18,4TWh w 2016 r. i 24,4TWh w 2020 r. Głównie na wskutek wzrostu obowiązku umarzania świadectw zgodnie z aktualnym rozporządzeniem;
- Ze względu na ograniczenia wprowadzone w nowej ustawie o OZE (szczególnie w stosunku do współspalania), technologie o wymaganym wsparciu na poziomie niższym od farm wiatrowych (wodne, biomasa, współspalanie) będą w stanie zaspokoić jedynie ok. 35% popytu na ZC podczas gdy wolumen wytwarzany przez farmy wiatrowe będzie największy i będzie wynosił ok. 10TWh tj. 54% całkowitego zapotrzebowania.

- ✓ Po wejściu w życie zapisów nowej Ustawy o OZE na początku 2016 r., i po zniknięciu nawisu (2019 r.), cena zielonych certyfikatów osiągnie poziom wymagany przez krańcowego producenta zaspokajającego zapotrzebowanie:
 - ✓ Aby spełnić cel OZE MG będzie musiało dopełnić udział OZE współspalaniem dedykowanym (0.5x certyfikatu), co będzie oznaczało naturalny bodziec, aby cena pokryła koszty krańcowe na poziomie ok. 240 PLN/MWh;
 - ✓ Oznacza to cenę minimalną ok 240 PLN/MWh po zniknięciu nawisu (tz. 2019r);

05

Załączniki

A

Szczegółowe wyniki finansowe

Wyniki łączne za 2014 rok – P&L

Zaprezentowane poniżej wyniki pro-forma zostały zestawione przy założeniu, że transakcja wniesienia aktywów Polenergii Holding – Grupy Neutron (tj. ENS, PE-D, PE-O, projekty developerskie etc.) miała miejsce w dniu 1 stycznia 2013 roku, co pozwala na pełną porównywalność okresów.

Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego)	Za okres zakończony 31.12.2014 r.	Za okres zakończony 31.12.2013 r.	Różnica r/r
Przychody ze sprzedaży	2 566 553	1 072 517	1 494 036
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	92 485	45 515	46 970
Przychody ze sprzedaży	2 659 038	1 118 032	1 541 006
w tym Segment obrotu	2 001 767	492 169	1 509 598
Koszt własny sprzedaży	(2 541 397)	(1 014 893)	(1 526 504)
w tym Segment obrotu	(1 992 662)	(482 168)	(1 510 494)
Zysk brutto ze sprzedaży	117 641	103 139	14 502
Pozostałe przychody operacyjne	7 149	5 950	1 199
Koszty ogólnego zarządu	(28 364)	(32 691)	4 327
Pozostałe koszty operacyjne	(9 121)	(10 306)	1 185
EBITDA	173 386	138 967	34 419
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(4 388)	-	(4 388)
Eliminacja przychodów z tytułu leasingu turbiny	-	(1 403)	1 403
Skorygowana EBITDA*	168 998	137 564	31 434
Przychody finansowe	13 309	28 015	(14 706)
Koszty finansowe	(43 420)	(47 934)	4 514
Zysk (Strata) brutto	57 194	46 173	11 021
Podatek dochodowy	(7 625)	(7 757)	132
Zysk (Strata) netto	49 569	38 416	11 153
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	3 352	-	3 352
Eliminacja przychodów z tytułu leasingu turbiny	-	(1 136)	1 136
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	928	829	100
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta	(519)	(1 703)	1 183
Eliminacja efektu wyceny kredytów	1 106	(3 869)	4 974
Skorygowany Zysk Netto*	54 436	32 537	21 899
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	162 085	133 597	28 488
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	24,7%	21,3%	3,3%

Przychody ze sprzedaży (z wyłączeniem segmentu Obrotu, gdzie zaobserwowano istotny wzrost ze względu na rozwój działalności) były nieco wyższe niż w 2013 roku co było związane przede wszystkim z rozwojem segmentu wiatru(uruchomienie FW Gawłowice i Rajgród) oraz biomasy (wzrost wolumenów sprzedaży)

Niższe przychody z tytułu odsetek (środki pieniężne zostały przekazane na inwestycje), oraz efekt bazy 2013 związany z wyceną kredytów (pkt E) oraz przychodami z tyt. dyskonta (pkt D).

Przed wszystkim niższe koszty z tytułu odsetek (spadek zadłużenia w projektach operujących oraz niższe stopy %).

Szczegółowa analiza wyników na poziomie EBITDA według segmentów została zaprezentowana na kolejnych stronach

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

- A Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (przy założeniu, że nabycie zostało rozliczone 1 stycznia 2014 roku)
- B Przychody z tytułu leasingu turbiny w EC Zakrzów rozpoznane jednorazowo w 2013 roku
- C Niezrealizowane różnice kursowe na kredytach walutowym
- D Przychody z tytułu rozliczenia dyskonta od odroczonej sprzedaży
- E Wycena kredytów skutkująca istotnym przychodem finansowym w roku 2013 oraz kosztem w roku 2014

Wyniki roku 2014 – Segmenty

Za okres zakończony 31.12.2014	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupa	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	365,5	0,1	67,0	80,7	139,7	2 001,8	0,0	4,4	2 659,0
Koszty operacyjne	-314,2	-0,5	-63,0	-44,0	-120,2	-1 992,7	3,3	-10,1	-2 541,4
w tym amortyzacja	43,1	0,0	3,7	25,2	3,9	0,0	-	10,1	86,1
Zysk brutto ze sprzedaży	51,3	-0,5	4,0	36,7	19,5	9,1	3,3	-5,7	117,6
Koszty ogólnego zarządu	-6,0	-0,4	-	-	-6,3	-1,4	-14,3	-	-28,4
Pozostała działalność operacyjna	-0,7	-0,8	-1,7	4,1	-2,1	-0,8	0,1	-	-2,0
Zysk z działalności operacyjnej	44,6	-1,7	2,2	40,8	11,1	6,9	-10,8	-5,7	87,3
EBITDA	87,7	-1,7	6,0	66,0	15,0	6,9	-10,8	4,4	173,4
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-4,4	-4,4
Skorygowana EBITDA	87,7	-1,7	6,0	66,0	15,0	6,9	-10,8	-	169,0
Wynik na działalność finansowej	-0,4	0,8	-1,5	-21,4	-2,1	-1,0	-4,7	-	-30,1
Zysk (Strata) brutto	44,2	-0,9	0,8	19,4	9,1	5,9	-15,5	-5,7	57,2
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	-7,6
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	49,6
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	3,4
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,5
Eliminacja efektu wyceny kredytów	-	-	-	-	-	-	-	-	1,1
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	54,4
Za okres zakończony 31.12.2013	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupa	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	358,8	-	59,6	64,9	142,5	492,2	-	-	1 118,0
Koszty operacyjne	-305,9	-0,4	-58,3	-40,2	-128,0	-482,2	-	-	-1 014,9
w tym amortyzacja	43,1	0,0	3,8	22,5	3,4	0,0	-	-	72,9
Zysk brutto ze sprzedaży	52,9	-0,4	1,3	24,7	14,6	10,0	-	-	103,1
Koszty ogólnego zarządu	-6,1	-1,0	-	-	-7,5	-6,1	-12,0	-	-32,7
Pozostała działalność operacyjna	-0,8	-2,4	-4,6	4,7	-0,9	0,0	-0,5	-	-4,4
Zysk z działalności operacyjnej	46,1	-3,8	-3,2	29,4	6,3	3,9	-12,5	-	66,1
EBITDA	89,2	-3,8	0,6	51,9	9,6	4,0	-12,5	-	139,0
Eliminacja przychodów z tytułu leasingu turbin	-1,4	-	-	-	-	-	-	-	-1,4
Skorygowana EBITDA	87,8	-3,8	0,6	51,9	9,6	4,0	-12,5	-	137,6
Wynik na działalność finansowej	0,8	2,6	-2,2	-15,4	-2,6	-2,3	-0,8	-	-19,9
Zysk (Strata) brutto	46,9	-1,2	-5,4	14,0	3,6	1,6	-13,3	-	46,2
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	-7,8
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	38,4
Eliminacja przychodów z tytułu leasingu turbin	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,1
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,7
Eliminacja efektu wyceny kredytów	-	-	-	-	-	-	-	-	-3,9
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	32,5
Skorygowana EBITDA rdr	-0,1	2,1	5,4	14,1	5,4	2,9	1,7	0,0	31,4

Wyniki raportowane na GPW

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe	Okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2014	Okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2013	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	934,5	139,5	795,0
EBITDA	105,5	44,9	60,5
Skorygowana EBITDA nie uwzględniająca efektu rozliczenia ceny nabycia	99,5	44,9	54,5
Zysk/Strata Netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	31,3	6,0	25,4
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia	27,9	6,0	22,0
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	30,3	1,2	29,1

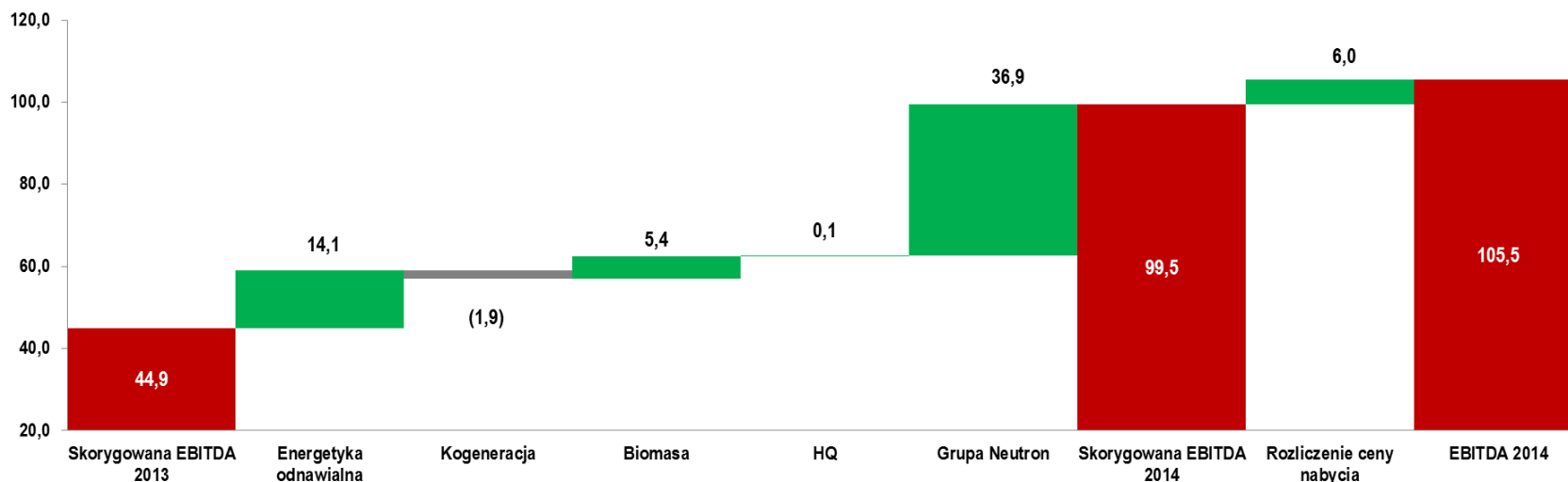
Uzgodnienie do łącznego wyniku za 12M na poziomie EBITDA

Wynik wniesionych aktywów Grupy Neutron na poziomie skorygowanej EBITDA za 8 miesięcy (I-VIII) 2013-2014	69,4	66,3	3,1
Wynik Grupy Neutron za IX-XII/2013	n/a	27,7	27,7
Eliminacja przychodu z tyt. Leasingu Turbiny	0,0	-1,4	1,4
Skorygowana EBITDA za 12M [A+B+C+D]	169,0	137,6	31,4

Wyniki „statutowe” za 2014 roku raportowane na GPW obejmują wyniki „starej Grupy PEP” + wyniki Grupy Neutron osiągnięte od daty jej wniesienia aportem, tj. od września do grudnia 2014. Jako dane porównywalne za rok 2013 zaprezentowano wyniki osiągnięte w ubiegłym roku przez „stary Grupę PEP”.

Wyniki raportowane na GPW – omówienie zmian r/r - EBITDA

EBITDA Bridge 2014/2013

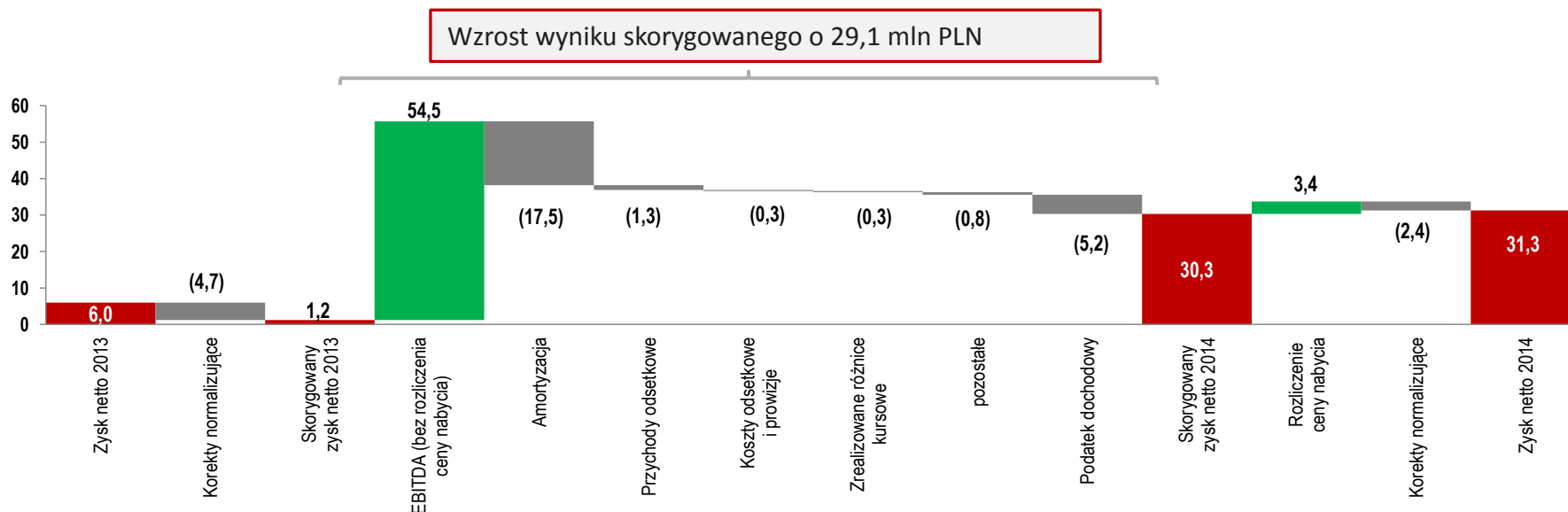


Na wynik za rok 2014 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego (**wzrost 54,5 mln PLN**) wpływ miały następujące czynniki:

- Lepszy wynik segmentu energetyki odnawialnej spowodowany przede wszystkim nieco lepszą niż w poprzednim roku wietrznością (łączna EBITDA wyższa o 14,1 mln PLN);
- Niższa EBITDA (o 1,9 mln PLN) segmentu kogeneracji związana przede wszystkim z jednorazowym rozpoznanem w ubiegłym roku przychodów z tytułu leasingu turbiny;
- Wyższa EBITDA segmentu Biomasy (o 5,4 mln PLN) będąca przede wszystkim pochodną wyższych przychodów ze sprzedaży (większy wolumen) oraz niższych kosztów na jednostkę produkcji, a także obciążenia wyników roku poprzedniego odpisami.
- Koszty centrali oraz pozostałe utrzymały się na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego (niższe o 0,1 mln PLN);
- Udział aktywów (ENS, PE-Dystrybucja, PE-Obrót) w EBITDA 2014 roku wyniósł 36,9 mln PLN;
- Efekt rozliczenia ceny nabycia spółki Neutron (6,0 mln PLN).

Wyniki raportowane na GPW – omówienie zmian r/r – Zysk netto

Zysk netto za 2014/2013



Na poziomie skorygowanego zysku netto wynik wzrósł o 29,1 mln PLN, co było spowodowane:

- Wpływem EBITDA z wyłączeniem efektu rozliczenia ceny nabycia (wynik lepszy o 54,5 mln PLN-analiza na poprzedniej stronie);
- Wyższą amortyzacją (o 17,5 mln PLN) z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (w kwocie 3,4 mln PLN), co jest przede wszystkim związane z uwzględnieniem amortyzacji wniesionych aportem aktywów (brak w danych porównywalnych);
- Niższymi przychodami z tytułu odsetek (o 1,3 mln PLN) wynikającymi z istotnie niższego salda gotówki (wydatki inwestycyjne związane z budową 2 farm);
- Wyższymi kosztami z tytułu odsetek i prowizji (o 0,3 mln PLN) – niższe koszty obsługi długu w „dawnym PEP skompensowane efektem ujęcia nowych aktywów);
- Wyższymi pozostałymi kosztami finansowymi (o 0,8 mln PLN)
- Ujemnym wpływem podatku dochodowego (5,2 mln PLN).

Korekty normalizujące obejmują eliminację:

- Wyceny kredytów,
- Przychodów fin. z tytułu dyskonta należności,
- Niezrealizowanych różnic kursowych.

B

Polityka energetyczna UE

Polityka Energetyczna Unii Europejskiej

Cele Polityki Energetycznej UE do 2020 r.: na podstawie Dyrektywy 2009/28/WE do roku 2020 udział energii odnawialnej w całości produkcji energii w Polsce wynosić ma 15%. Zgodnie z Krajowym Planem Działania przyjętym przez rząd w roku 2010, w celu wypełnienia wspomnianego obowiązku, udział energii odnawialnej w ogólnej ilości wytworzonej energii elektrycznej powinien wynieść 19,13% w roku 2020. Aktualnie 10,3% wytwarzanej energii w Polsce pochodzi z OZE (dane na koniec grudnia 2013 r.) co oznacza, że konieczny jest wzrost o 8,8 p.p.

Dalsze zaostrzenie wymogów środowiskowych po 2020 r.: Ponadto, zgodnie z przyjętym w październiku tego roku przez Radę Europejską pakietem klimatycznym do roku 2030 emisja CO₂ ma być obniżona o 40%, zaś udział energii ze źródeł odnawialnej w produkcji energii wynosić ma 27%. Aby możliwa była realizacja przez Polskę jej części obowiązków w ramach pakietu klimatycznego konieczny jest rozwój energetyki odnawialnej.

Wymogi UE zgodne z trendami światowymi: inwestowanie w Energetykę odnawialną jest trendem ogólnoświatowym mającym oparcie w argumentach ekonomicznych (koszty energii w wielu przypadkach niższe niż ze źródeł konwencjonalnych) jak i środowiskowych (ograniczenie emisji gazów cieplarnianych). W chwili obecnej liderami w rozwoju OZE poza Europą są Chiny, Brazylia, Indie i Meksyk. Widzą one w OZE szanse na zapewnienie sobie opartej na źródłach wewnętrznych, czystej (ekologicznej) energii. Także sceptyczne wobec problemu globalnego ocieplenia Stany Zjednoczone bardzo mocno rozwijają energetykę odnawialną. Według Bloomberga New Energy Finance udział OZE w łącznej mocy zainstalowanych źródeł energii na świecie wzrośnie z 28% w 2012 r. do 48% w roku 2030. Dominować będą elektrownie wiatrowe, których udział w łącznych mocach zainstalowanych wzrośnie z 5% w 2012 r. do 17% w 2030 r. Łączna wartość inwestycji w OZE na świecie to obecnie ponad 250 mld USD.

- ✓ **Główne założenia Polityki Energetycznej UE do 2020 r. dotyczą wzrostu udziału OZE w produkcji energii oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych**
- ✓ **Cele Polityki Energetycznej UE do roku 2030 stanowią kontynuację tych założeń i wymuszają dalszy wzrost udziału OZE oraz spadek emisyjności**
- ✓ **Cele Polityki klimatycznej UE są zgodne z trendami ogólnoświatowymi. Poza Europą intensywny rozwój OZE następuje m.in. w 2 największych gospodarkach globu tj. w USA i Chinach**

C

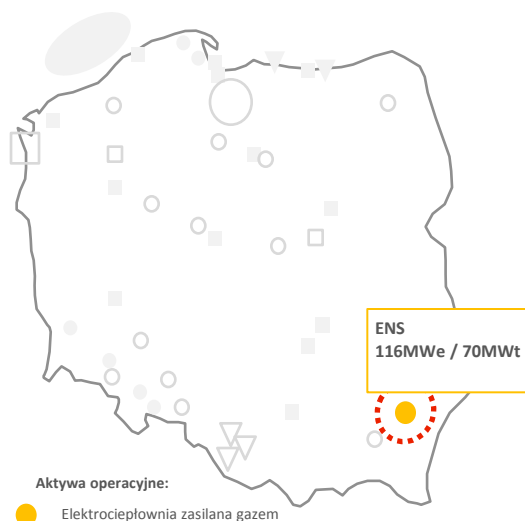
Przegląd pozostałych projektów w operacji
i w rozwoju

Elektrociepłownia gazowa Nowa Sarzyna

Opis

- Elektrociepłownia zasilana gazem ziemnym o mocy 116 MWe i 70MWt.
- Nowoczesne aktywo, które rozpoczęło działalność komercyjną w 2000r.
- Działając z wysoką sprawnością jednostka działa jako elektrownia systemowa.
- Wytwarzana energia jest wyprowadzana przez trzy naziemne linie transmisyjne o mocy 110kV.
- Elektrownia spełnia polskie normy środowiskowe.
- Stały dochód i przepływ gotówki z kosztów osieroconych do 2020 r.
- Po 2020 roku ENS będzie pracował jedną turbiną gazową i turbiną parową produkując energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu. Zarząd zakłada, że druga turbina będzie wykorzystywana jako źródło mocy interwencyjnej dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na podstawie umowy na udostępnienie mocy z operatorem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Dodatkowo Elektrociepłownia Nowa Sarzyna jako źródło będzie mogła świadczyć usługę odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na podstawie umowy zawartej z operatorem systemu;

Lokalizacja i moc



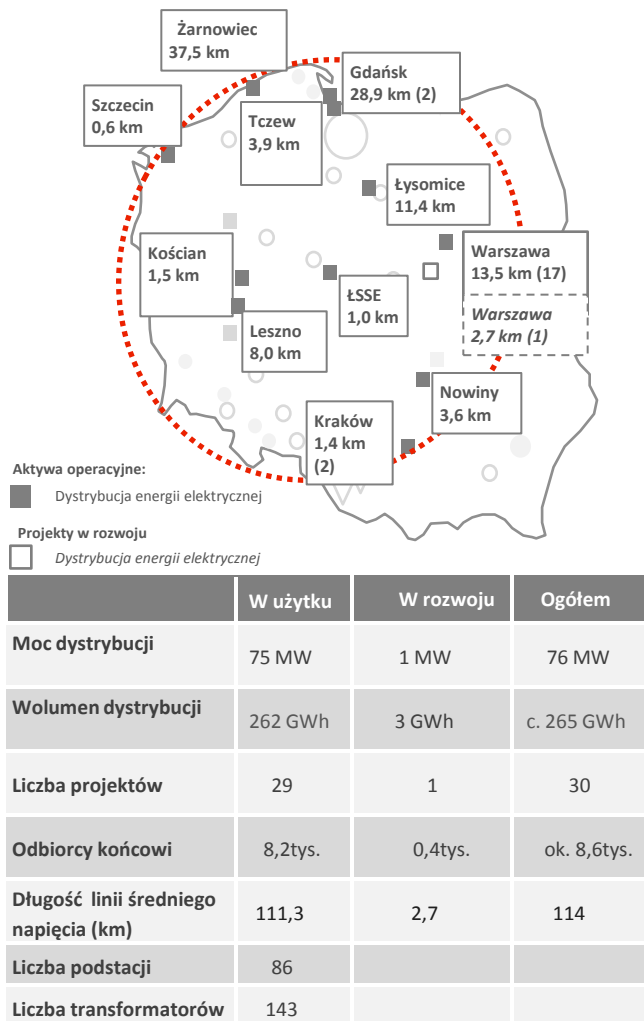
Parametry techniczne

Zainstalowana moc	116MWe, 70MWt
Moc netto	113MWe
Śr. wytwarzanie netto	Elektryczność ok. 760MWh Ogrzewanie ok. 530TJ
Technologia	CCGT
Paliwo	Gaz ziemny / ropa jako backup
Wydajność	HHV (48,6%), LHV (54,0%)
Typ	2*1 CCGT Thomassen (GE) frame 6
Uruchomienie	2000
Dostępność	93,80%

Formuła rekompensat

- ENS generuje dochody przez sprzedaż energii i ciepła, dodatkowo otrzymuje rekompensatę kosztów osieroconych, rekompensatę gazową oraz żółte certyfikaty.
- Gwarantowana rekompensata za koszty osierocone pozwala na pokrycie wszystkich kosztów paliwa i operacyjnych (EBIT=0). Jest obliczana w taki sposób, by bilansować sprzedaż energii i ciepła minus koszty paliwa i działalności.
- Amortyzacja (wliczona do rekompensaty) pozwala na obsługę długu i kosztów odsetek.
- Rekompensata gazowa i żółte certyfikaty bezpośrednio podwyższają zysk przed podatkiem.

Długość sieci dystrybucji, (liczba projektów)



Polenergia Dystrybucja

Opis

- Polenergia Dystrybucja to niszowy dystrybutor energii do klientów przemysłowych, indywidualnych oraz odbiorców komercyjnych tj. osiedla mieszkalne, fabryki, biurowce i centra handlowe.
- Jednostka regulowana na bazie WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi.

Projekty w rozwoju

- 1 projekt oparty na kontraktach z deweloperami mieszkań i parterem przemysłowym.
- Wszystkie regulowane zgodnie z systemem WACC/WRA z zatwierdzonymi planami inwestycyjnymi.
- Doskonała platforma do ekspansji na większą skalę w zakresie dystrybucji energii.

Wzrost wartości i korzyści dla klientów

Wzrost wartości

- Pozyskanie licencji na dystrybucję energii elektrycznej dla infrastruktury elektrycznej (tzw. „ostatnia mila”) w budynkach niemieszkalnych tj. centra handlowe i biurowce.
- Skuteczne wykorzystanie współpracy między regulowaną działalnością (dystrybucja energii elektrycznej) a komercyjną (sprzedaż energii).
- Oferowanie partnerom możliwości optymalizacji kosztów infrastruktury elektrycznej w trakcie konstrukcji oraz konserwacji.
- Skuteczne wykorzystanie współpracy w ramach Grupy.

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.
- Ryzyko opóźnień w płatnościach za elektryczność przeniesione na firmę.
- Możliwość zmiany sprzedawcy (TPA) przez odbiorców.

Działalność handlowa (Polenergia Obrót)

Przegląd Polenergii Obrót (trading)

- Centralna platforma zarządzania obrotem i ryzykiem zlokalizowana w Warszawie.
- W styczniu 2013r. firma przejęła dawny zespół Vattenfall Trading działający na rynkach energetycznych w regionie CEE.

Polenergia Obrót (2014)

Sprzedana energia	12,7 TWh
Sprzedany gaz ziemny	95 GWh

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 - market access, transfer wiedzy i informacji o rynku, optymalizacja procesów handlowych, portfolio management.

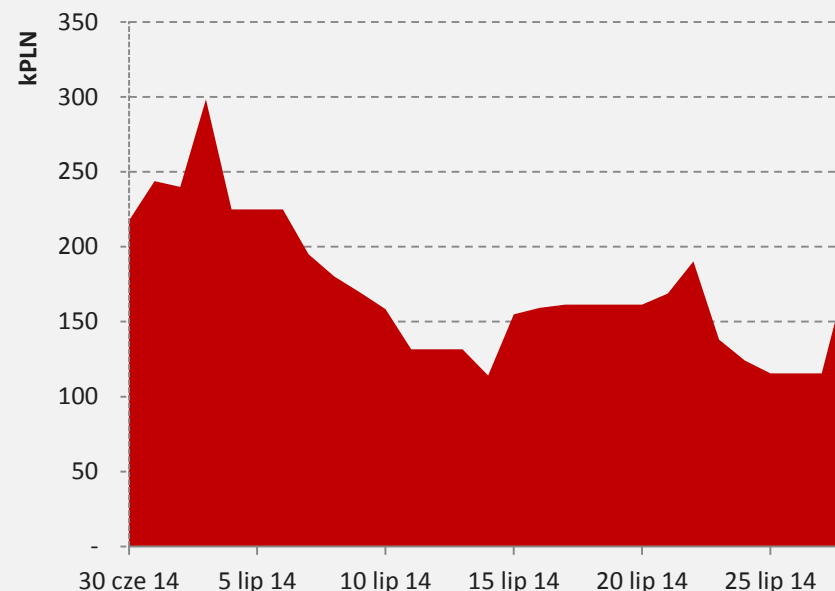
Proprietary trading (obróć na giełdzie i rynku OTC)

Niski profil ryzyka

Handel oparty na fizycznej dostawie produktu

Ograniczony profil ryzyka – monitorowany codziennie

Historyczna wartość narażona na ryzyko Polenergii Obrót (kPLN)



- Polenergia Obrót ma bardzo konserwatywną politykę zarządzania ryzykiem.
- Dienne ryzyko na ostrożnym poziomie VaR 99% ok. 200kPLN
- Historyczne VAR pozostaje poniżej wyznaczonych limitów

Pozostałe aktywa operacyjne i realizowane projekty

Elektrownia węglowa – Elektrownia Północ

- Budowa elektrowni węglowej o mocy do 2*800 MWe przy użyciu technologii nadkrytycznej.
- Projekt będzie oparty na długoterminowej umowie PPA z gwarantowaną ceną odbioru na 20 lat.

Planowana moc	Do 2*800 Mwe
Wydajność	ponad 45%
Paliwo (węgiel)	20-22 GJ/ton

Elektrownia zasilana biomasą

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

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

Ciepłownia Zakrzów

- Ciepłownia z produkcją ciepła o mocy 23 MWt zlokalizowana we Wrocławiu
- Energia jest wytwarzana z gazu ziemnego dostarczanego poprzez sieć dystrybucyjną PGNiG
- Zbudowana w 2000r. w celu dostarczania energii elektrycznej i ciepła do Whirlpool na mocy długoterminowego kontraktu (ważny do ok. 2020r.)
- Zbudowana przez Polenergię pod klucz, wraz z niezbędną infrastrukturą (rurociągi gazowy i przyłącza)
- Whirlpool pozostaje wyłącznym użytkownikiem wytwarzanej energii cieplnej

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 dostawę gazu z pieca koksowniczego i odbiór elektryczności. Kontrakt jest ważny do 31 grudnia 2021r.

Produkcja pelletu

- W odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie, od 2008r. Polenergia uruchomiła 3 projekty w których produkowany jest pellet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki zawodowej i elektrociepłowni komunalnych. Firma posiada trzy fabryki pelletu
- Fabryka Północ, zlokalizowana w Sępólnie Krajeńskim
- Fabryka Południe, zlokalizowana w Żąbkowicach Śląskich
- Fabryka Wschód, zlokalizowana w

	Fabryka Północ	Fabryka Południe	Fabryka Wschód
Uruchomienie	2009	2010 i 2011	2012
Produkcja roczna (tony)	36 tys.	52 tys.	50 tys.