

Polenergia SA

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU
Z DZIAŁALNOŚCI
POENERGIA SA
ZA ROK
ZAKOŃCZONY DNIA 31 GRUDNIA 2014 ROKU**

Zbigniew Prokopowicz – Prezes Zarządu

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Anna Kwarcieńska – Wiceprezes Zarządu

Michał Kozłowski – Wiceprezes Zarządu

Warszawa, 11 marca 2015 roku

Spis treści

1.	Łączny rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2014 roku;.....	4
2.	Otoczenie prawne	4
3.	Struktura organizacyjna Grupy	8
4.	Strategia rozwoju	9
5.	Opis działalności Grupy	18
6.	Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w rocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym.....	34
7.	Charakterystyka struktury aktywów i pasywów bilansu, w tym z punktu widzenia płynności emitenta	35
8.	Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń, z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony	37
9.	Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego	49
10.	Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, z uwzględnieniem informacji w zakresie:	56
11.	Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach wraz z ich określeniem wartościowym i ilościowym oraz udziałem poszczególnych produktów, towarów i usług (jeżeli są istotne) albo ich grup w sprzedaży emitenta ogółem, a także zmianach w tym zakresie w danym roku obrotowym	56
12.	Informacje o rynkach zbytu, z uwzględnieniem podziału na rynki krajowe i zagraniczne, oraz informacje o źródłach zaopatrzenia w materiały do produkcji, w towary i usługi, z określeniem uzależnienia od jednego lub więcej odbiorców i dostawców, a w przypadku gdy udział jednego odbiorcy lub dostawcy osiąga co najmniej 10 % przychodów ze sprzedaży ogółem - nazwy (firmy) dostawcy lub odbiorcy, jego udział w sprzedaży lub zaopatrzeniu oraz jego formalne powiązania z emitentem	57
13.	Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności emitenta, w tym znanych emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji	57
14.	Informacje o powiązaniach organizacyjnych lub kapitałowych emitenta z innymi podmiotami oraz określenie jego głównych inwestycji krajowych i zagranicznych (papiery wartościowe, instrumenty finansowe, wartości niematerialne i prawne oraz nieruchomości), w tym inwestycji kapitałowych dokonanych poza jego grupą jednostek powiązanych oraz opis metod ich finansowania oraz opis struktury głównych lokat kapitałowych lub głównych inwestycji dokonanych w ramach grupy kapitałowej emitenta w danym roku obrotowym	57
15.	Informacje o istotnych transakcjach zawartych przez emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązanymi na innych warunkach niż rynkowe, wraz z ich kwotami oraz informacjami określającymi charakter tych transakcji - obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca zamieszczenia informacji w sprawozdaniu finansowym	58
16.	Informacje o zaciągniętych i wypowiedzianych w danym roku obrotowym umowach dotyczących kredytów i pożyczek, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności	58
17.	Informacje o udzielonych w danym roku obrotowym pożyczkach, ze szczególnym uwzględnieniem pożyczek udzielonych jednostkom powiązanym emitenta, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności	58
18.	Informacje o udzielonych i otrzymanych w danym roku obrotowym poręczeniach i gwarancjach, ze szczególnym uwzględnieniem poręczeń i gwarancji udzielonych jednostkom powiązanym emitenta	58
19.	W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem - opis wykorzystania przez emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności	58
20.	Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi wykazanymi w raporcie rocznym a wcześniej publikowanymi prognozami wyników na dany rok (mln PLN)	59
21.	Ocena, wraz z jej uzasadnieniem, dotycząca zarządzania zasobami finansowymi, ze szczególnym uwzględnieniem zdolności wywiązywania się z zaciągniętych zobowiązań, oraz określenie ewentualnych zagrożeń i działań, jakie emitent podjął lub zamierza podjąć w celu przeciwdziałania tym zagrożeniom	59
22.	Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych, w tym inwestycji kapitałowych, w porównaniu do wielkości posiadanych środków, z uwzględnieniem możliwych zmian w strukturze finansowania tej działalności	59
23.	Ocena czynników i nietypowych zdarzeń mających wpływ na wynik z działalności za rok obrotowy, z określeniem stopnia wpływu tych czynników lub nietypowych zdarzeń na osiągnięty wynik oraz ważniejsze zdarzenia mające znaczący wpływ na działalność oraz wyniki finansowe grupy kapitałowej emitenta w roku obrotowym lub których wpływ jest możliwy w latach następnych	59
24.	Charakterystyka zewnętrznych i wewnętrznych czynników istotnych dla rozwoju przedsiębiorstwa emitenta oraz opis perspektyw rozwoju działalności emitenta co najmniej do końca roku obrotowego następującego po roku obrotowym, za który sporządzono sprawozdanie finansowe zamieszczone w raporcie rocznym, z	

	uwzględnieniem elementów strategii rynkowej przez niego wypracowanej oraz charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej emitenta.....	59
25.	Zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem emitenta i jego grupą kapitałową	61
26.	Wszelkie umowy zawarte między emitentem a osobami zarządzającymi, przewidujące rekompensatę w przypadku ich rezygnacji lub zwolnienia z zajmowanego stanowiska bez ważnej przyczyny lub gdy ich odwołanie lub zwolnienie następuje z powodu połączenia emitenta przez przejęcie	61
27.	Wartość wynagrodzeń, nagród lub korzyści, w tym wynikających z programów motywacyjnych lub premiowych opartych na kapitale emitenta, w tym programów opartych na obligacjach z prawem pierwszeństwa, zamiennych, warrantach subskrypcyjnych (w pieniądzu, naturze lub jakiegokolwiek innej formie), wypłaconych, należnych lub potencjalnie należnych, odrębnie dla każdej z osób zarządzających i nadzorujących emitenta w przedsiębiorstwie emitenta, bez względu na to, czy odpowiednio były one zaliczane w koszty, czy też wynikały z podziału zysku; w przypadku gdy emitentem jest jednostka dominująca, wspólnik jednostki współzależnej lub znaczący inwestor - oddzielnie informacje o wartości wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym - obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym	61
28.	Określenie łącznej liczby i wartości nominalnej wszystkich akcji (udziałów) emitenta oraz akcji i udziałów w jednostkach powiązanych emitenta, będących w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących emitenta (dla każdej osoby oddzielnie).....	61
29.	Informacje o znanych emitentowi umowach (w tym również zawartych po dniu bilansowym), w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy	62
30.	Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych.....	62
31.	Informacje o podmiocie uprawnionym do badania sprawozdania finansowego	62
32.	Opis istotnych pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym	62

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2014 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat, który został sporządzony w celu prezentacji wyników Grupy przy założeniu, iż Transakcja nastąpiła w dniu 1 stycznia 2013 roku. Opis poszczególnych aktywów Grupy Neutron wniesionych do Grupy Polenergia S.A. został przedstawiony w pkt. 3 i 4 niniejszego Raportu.

Zaprezentowane wyniki pozwalają na pełną analizę skutków ekonomicznych przeprowadzonej Transakcji i obrazują pełną skalę działalności połączonych podmiotów w skali 12 miesięcy wraz z danymi porównywalnymi.

Przy sporządzaniu łącznych informacji finansowych przyjęto następujące założenia :

- transakcja Zamknięcia szerzej opisana w nocie 3 nastąpiła 1 stycznia 2013 roku;
- efekt alokacji ceny nabycia został rozpoznany za okres 12 miesięcy zakończony 31 grudnia 2014 roku;

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 przychodów z tytułu leasingu turbiny		(1 403)	1 403
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(4 388)	-	(4 388)
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%

*) 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 kredycie 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

Połączone wyniki 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%).

Tak znaczący wzrost wyników na poziomie EBITDA wynika przede wszystkim z:

- Lepszego wyniku segmentu **energetyki wiatrowej** (o 14,1 mln PLN), który wynika z uruchomienia farm wiatrowych Gawłowice i Rajgród;
- Istotnego wzrostu wyników osiągniętych przez segment **dystrybucji** (o 5,4 mln PLN) związanego ze wzrostem wolumenu sprzedaży i dystrybucji wynikających z przyłączenia nowych obiektów oraz wzrostu średnich stawek dystrybucyjnych;
- Lepszego wyniku segmentu **biomasy** związanego z przeprowadzoną w 2013 roku restrukturyzacją, która skutkowałą ograniczeniem jednostkowych kosztów produkcji, co w połączeniu ze zwiększonym wolumenem sprzedaży pozwoliło zwiększyć EBITDA za 2014 rok o 5,4 mln PLN r/r;
- Poprawy wyników segmentu **obrotu** (o 2,9 mln PLN) odzwierciedlającego wzrost wolumenów na portfelu tradingowym,
- Lepszego wyniku segmentu **developmentu** (o 2,1 mln PLN) wynikającego z ograniczenia kosztów oraz ich innej alokacji;

Analiza wyników za 4 kwartały 2014 wskazuje na wyraźny wzrost rentowności (na poziomie marży EBITDA). W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń **marża EBITDA na wyniku skorygowanym** (z wyłączeniem działalności obrotu – segment ten charakteryzuje się minimalną marżą jednostkową przy bardzo wysokim wolumenie transakcji -przychody ze sprzedaży stanowiące w okresie 12 miesięcy 2014 roku 75% przychodów Grupy) wzrosła w omawianym okresie o ponad 3 p.p. do **24,7% z 21,3%**.

Od 2015 roku wyniki Grupy będą obejmowały rezultaty osiągnięte przez farmy wiatrowe Gawłowice oraz Rajgród oddane do użytku w 4 kwartałach 2014 roku, w których sprzedaż energii elektrycznej (przy spełnieniu się oczekiwanego poziomu wietrzności) wyniesie w 2015 roku około 192 GWh. Wyniki roku 2016 będą już obejmowały dodatkowo efekt uruchomienia z końcem 2015 roku projektu Skurpie, którego wpływ na sprzedaż energii elektrycznej to ok. 103 GWh. Wspólnie te trzy farmy wiatrowe przyczynią się do znaczącego wzrostu wyniku EBITDA Grupy, który zostanie dodatkowo zwiększony po przeprowadzeniu ich dalszej rozbudowy o ok. 14 MW zwiększającej sprzedaż energii elektrycznej o kolejne 38 GWh.

Z perspektywy postępów osiągniętych w kluczowych projektach deweloperskich warto podkreślić następujące:

Farmy wiatrowe na lądzie

- Pod koniec 2014 roku oddano do użytkowania 2 farmy wiatrowe (Gawłowice i Rajgród) o łącznej mocy blisko 67 MW, co zwiększyło łączną moc zainstalowaną do około 147 MW.
- Rozpoczęto budowę FW Skurpie o mocy 36,8 MW, której oddanie do użytkowania nastąpi z końcem 2015 roku.
- Ukończono development kolejnych 114 MW farm (Mycielin/Grabowo/Piekło + rozbudowa G/S), których budowa rozpocznie się w 2015 roku.
- Polenergia posiada portfel 678 MW farm wiatrowych, z czego:

- Grupa 284 MW farm zostanie zakończony na przełomie 2015/2016 co oznacza że farmy będą mogły wziąć udział w pierwszej aukcji w 2016 r.
- 394 MW farm wiatrowych gotowych do udziału w aukcjach w latach 2017-2018 r.

Farmy wiatrowe na morzu:

- Najbardziej zaawansowany projekt farm wiatrowych na morzu w Polsce.
- W lipcu 2014 podpisano umowę przyłączeniową z PSE na 1 200 MW.
- Uzgodniono lokalizację projektów Bałtyk Środkowy II i Bałtyk Środkowy III z lotnictwem cywilnym i wojskowym, uzyskano pozwolenia lokalizacyjne dla całej morskiej trasy kabla przyłączeniowego.
- Odebrano komplet raportów końcowych od wykonawców badań środowiskowych dla BS III. Trwają prace nad raportem oddziaływania na środowisko. Celem jest uzyskanie decyzji środowiskowej do końca 2016 r.
- Zapisy odnoszące się do morskich farm wiatrowych uwzględnione w aktualnej Ustawie o OZE świadczą o przychylności rządzących (dedykowane aukcje na technologie o stopniu wykorzystania mocy większym niż 4000MWh/MW/rok skutecznie wyłączają wszystkie technologie poza elektrowniami morskimi oraz zasilanymi biomasą; możliwość przystąpienia do aukcji z decyzją środowiskową bez wymogu pozwolenia na budowę; przedłużony okres budowy do 72 miesięcy dla morskich farm wiatrowych).
- Miejsce farm morskich jest widocznym elementem strategii energetycznej Polski i będzie, wspólnie z farmami lądowymi w portfelu Grupy, jednym z głównych czynników wpływających na obniżenie emisji CO₂ do poziomów wymaganych przez postanowienia Pakietu Klimatycznego UE do 2030 które wprowadzają obowiązek ograniczenia emisji CO₂ w UE o 43% w stosunku do 2005r.

Gazociąg Bernau-Szczecin:

- Projekt ma szansę przyczynić się w istotnym stopniu do zapewnienia Polsce dywersyfikacji źródeł dostaw gazu i w minionym roku zyskał na znaczeniu w obliczu dynamicznej sytuacji geopolitycznej.
- Wpisuje się on także w szerszy kontekst integrowania systemów gazowych w Europie Środkowo-Wschodniej (korytarz Północ-Południe i Zachód-Wschód) który uczyni z Polski ważny w regionie kraj tranzytowy.
- Oczekujemy na potwierdzenie zgody Ministerstwa Gospodarki na realizację projektu wspólnie z Gaz Systemem (faktyczne „zielone światło” na realizację projektu ze strony rządowej).
- W 2015 r. planowane jest przeprowadzenie open-season które umożliwi realizację dalszych działań zmierzających do rozpoczęcia budowy rurociągu w 2017 r. i jego uruchomienie w 2020 r.

Na kolejnej stronie przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w latach 2013-2014 roku w podziale na segmenty działalności.

Za okres zakończony 31.12.2014	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Neal. 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 działalności 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	Neal. 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 działalności 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

2. Otoczenie prawne

Szczegóły dotyczące aktów prawnych istotnych w z punktu widzenia działania Polenergia S.A. zostały przedstawione w części „Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń”.

3. Struktura organizacyjna Grupy

W dniu 27 sierpnia 2014 roku została sfinalizowana transakcja („Zamknięcie”) przewidziana w umowie inwestycyjnej z dnia 18 lipca 2014 roku pomiędzy Spółką a Capedia Holdings Limited z siedzibą w Nikozji, Cypr („Inwestor”) („Umowa”).

W ramach Zamknięcia:

1) Inwestor objął 7.266.122 akcji Spółki nowej emisji po cenie emisyjnej 33,03 zł każda i opłacił je gotówką w łącznej kwocie 240.000.009,66 zł.

2) Elektron Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objął 16.863.458 akcji Spółki nowej emisji po cenie emisyjnej 33,03 zł każda i pokrył je wkładem niepieniężnym w postaci 100% udziałów w spółce Neutron Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (podmiot zależny od Polenergia Holding S.a.r.l. z siedzibą w Luksemburgu, która z kolei kontrolowana jest przez Kulczyk Investments S.A.) o wartości 557.000.017,74 zł („Aport”);

Aport wniesiony w zamian za Akcje Aportowe („Aport”) stanowi 100% udziałów w spółce Neutron Sp. z o.o., która jest spółką holdingową posiadającą akcje lub udziały we wskazanych poniżej spółkach:

- 100% udziałów w Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. – spółka operująca elektrociepłownią opalaną gazem „Nowa Sarzyna”, posiadającą 116 MWe mocy elektrycznej oraz 70 MWt mocy cieplnej;
- 100% udziałów w Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o. – spółka prowadząca działalność w zakresie dystrybucji i obrotu gazem ziemnym oraz historycznie kogeneracji;
- 100% udziałów w Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o. (dawniej Elektrownia Północ Sp. z o.o.) – spółka realizująca development systemowej elektrowni węglowej docelowo o mocy ok. 1600 (2*800) MWe;
- 100% udziałów w Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. – spółka prowadząca działalność w zakresie dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej;
- 100% akcji Polenergia Obrót S.A. – spółka prowadząca działalność w zakresie handlu energią elektryczną, gazem oraz certyfikatami;
- 100% udziałów w Natural Power Association Sp. z o.o., który jest jedynym udziałowcem lub akcjonariuszem spółek: Polenergia Bałtyk I S.A. (dawniej Bałtyk Północny S.A.), Polenergia Bałtyk Sp. z o.o. (dawniej Bałtyk Środkowy II Sp. z o.o.), Polenergia Bałtyk III Sp. z o.o. (dawniej Bałtyk Środkowy III Sp. z o.o.) – spółki prowadzące development projektu morskich farm wiatrowych o łącznej mocy do 1200 MWe, w tym 600 MWe do roku 2022, (dalej: Grupa Green);
- 100% udziałów w PPG Pipeline Projektgesellschaft mbH;
- 100% udziałów w PPG Polska Sp. z o.o. – spółki prowadzące development projektu budowy rurociągu łączącego gazociągi Polski i Niemiec;
- 20% udziałów w spółce GEO Kletnia Sp. z o.o. - spółka prowadząca development projektu farmy wiatrowej o mocy ok. 40 MW.

W dniu 11 września 2014 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy zarejestrował zmiany Statutu Spółki dokonane na podstawie uchwały Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 18 sierpnia 2014 roku, w tym podwyższenie kapitału zakładowego Spółki do kwoty 90.887.094,00 poprzez emisję 24.129.580 akcji serii Z oraz zmianę firmy (nazwy) Spółki na Polenergia SA.

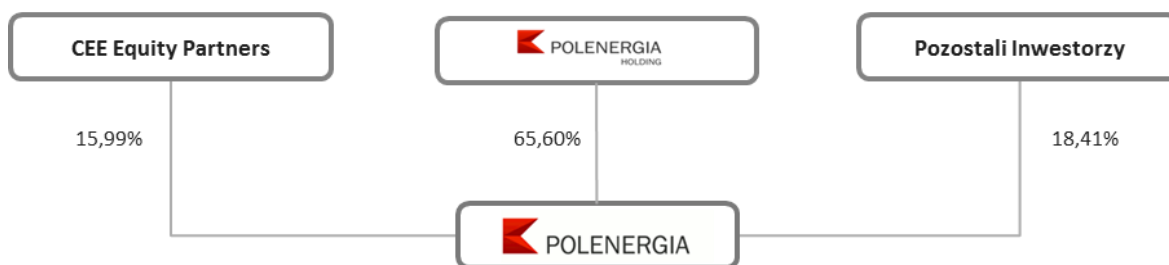
W dniu 27 lutego 2015 roku Zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie SA ("GPW") podjął uchwałę, zgodnie z którą z dniem 3 marca 2015 roku do obrotu na GPW wprowadzonych zostało 24.129.580 akcji zwykłych na okaziciela serii Z Spółki.

4. Strategia rozwoju

4.1 Wprowadzenie

18 sierpnia 2014 r. nastąpiła integracja aktywów Grupy Polenergia Holding S.àr.l z Polish Energy Partners S.A. w wyniku czego powstała Grupa Polenergia S.A. („Polenergia”, „Grupa”). Równocześnie, w wyniku objęcia nowych 15.99% nowych akcji przez fundusz CEE Equity Partners („CEE Equity”) został pozyskany kapitał na rozwój w kwocie 240 mln zł. Akcjonariat po integracji aktywów Polenergii Holding i inwestycji CEE Equity Partners wygląda jak niżej:

Rys. 1 Akcjonariat po objęciu nowych akcji przez Polenergię Holding i CEE Equity



Nowo powstała 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. Zapewni to stabilne dochody oraz zwroty z prowadzonej działalności. Celem Zarządu jest regularna wypłata dywidendy dla akcjonariuszy począwszy od roku 2017.

Znacząca część wypracowanych przez Grupę zysków będzie służyła finansowaniu wkładu własnego do realizacji nowych projektów przy współdziałaniu finansowania dłużnego. 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.

4.2 Strategia rozwoju

Polenergia prowadzi działalność związaną z przemysłem energetycznym realizując długoterminową strategię przewidującą stworzenie zintegrowanej grupy energetycznej obecnej we wszystkich segmentach rynku energii, ze szczególną ekspozycją na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych oraz regulowaną infrastrukturę elektryczną i gazową.

Portfel operacyjnych aktywów wytwórczych Polenergii, jak również projekty oddane do eksploatacji w przyszłości, opierają się na przychodach ze sprzedaży energii i certyfikatów w ramach długoterminowych umów oraz stabilnych regulowanych przychodach z dystrybucji i przesyłu co znacząco ogranicza ryzyka związane ze zmiennością cen rynkowych. Ponadto, strategia wzrostu wartości jest wspierana przez znaczącą poprawę otoczenia regulacyjnego w obszarach energetyki odnawialnej i kogeneracji.

Grupa jest jedyną niezależną od Skarbu Państwa i notowaną na GPW pionowo zintegrowaną grupą energetyczną, której celem jest włączenie do indeksu WIG50. Grupa wyróżnia się istotną obecnością w segmencie energii wytwarzanej z OZE, posiadaniem przewidywalnego i znaczącego źródła wytwarzania opartego na gazie, stabilnością dochodów z regulowanych aktywów dystrybucyjnych i przesyłowych, wysoką efektywnością zarządzania, kontrolą kosztów i maksymalizacją osiągniętych marż, dzięki pełnej kontroli łańcucha wartości

Rys. 2 Łańcuch wartości pionowo zintegrowanej Grupy



Źródło: Spółka

Maksymalizacja wyników oraz rentowności Grupy będzie osiągnana w szczególności poprzez jej obecność we wszystkich częściach zintegrowanego łańcucha sprzedaży energii elektrycznej i synergie z tego wynikające, tj. od wytwarzania w oparciu o OZE posiadające gwarantowaną cenę odbioru energii elektrycznej oraz pierwszeństwo w dostępie do sieci, elektrociepłownię gazową o stabilnym i regulowanym źródle przychodu mogącą również pełnić rolę źródła bilansującego OZE, poprzez obecność w regulowanym i stabilnym segmencie dystrybucji, po aktywną działalność na rynku fizycznych dostaw do własnego portfela klientów oraz fizycznego obrotu energią elektryczną, prawami majątkowymi i gazem. Pomimo koncentracji działalności na OZE, Grupa, dążąc do odzwierciedlenia realiów polskiego rynku energetycznego, zamierza utrzymać i rozwijać zdywersyfikowany profil źródeł wytwarzania przez ekspozycję na gaz (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna) i potencjalnie węgiel (Elektrownia Północ) w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych.

Ponadto, Grupa zamierza połączyć systemy gazowe Polski i Niemiec, co zapewni stabilne dochody z dystrybucji i przesyłu oraz pozwoli na istotne zwiększenie dochodów z handlu gazem. Zbudowanie interkonektora umożliwi dywersyfikację kierunków dostaw gazu do Polski, co jest zbieżne ze strategicznym celem polityki energetycznej Polski.

Grupa zamierza również kontynuować pionierskie inwestycje rozwojowe w Polsce takie jak budowa pierwszych farm wiatrowych na morzu. Projekt budowy morskich farm wiatrowych realizowany przez Grupę znajduje się obecnie w najbardziej zaawansowanym stadium rozwoju spośród wszystkich podmiotów zaangażowanych w tego typu projekty w Polsce.

W zależności od sytuacji rynkowej Grupa rozważy dywersyfikację źródeł wytwarzania poprzez budowę nowoczesnej elektrowni węglowej, Elektrowni Północ, wykorzystującej jako paliwo bogate zasoby węgla kamiennego w Polsce dostarczane w oparciu o długoterminowy kontrakt na jego dostawę.

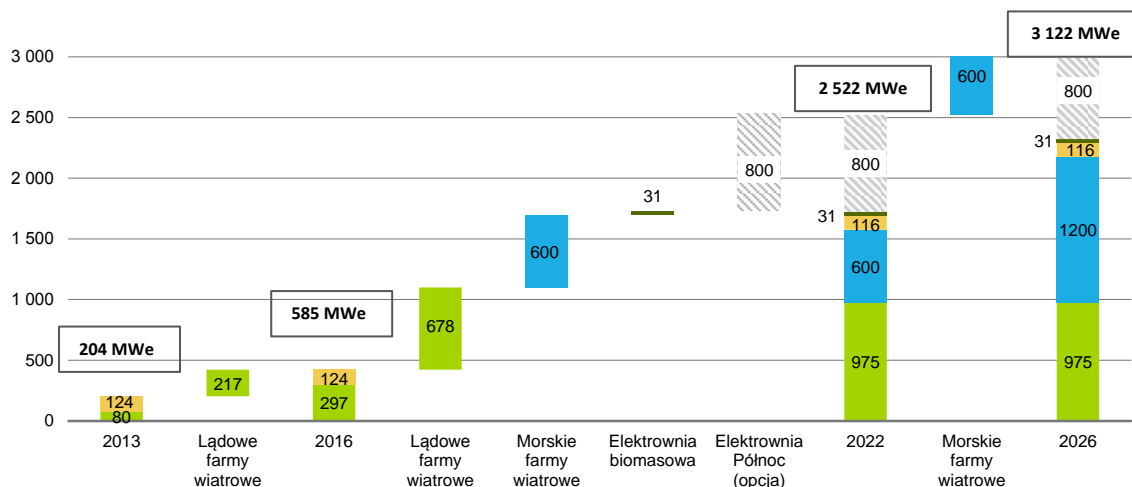
Realizując planowane inwestycje, Grupa zamierza nadal przywiązywać szczególną wagę do kontroli kosztów operacyjnych, co przełoży się na wysoką efektywność kosztową prowadzonej działalności.

Długoterminowa strategia Grupy przewiduje stworzenie zintegrowanej grupy energetycznej obecnej we wszystkich segmentach rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i regulowanej infrastruktury elektrycznej i gazowej. Zapewni to stabilne dochody oraz zwroty z prowadzonej działalności. Cel ten Grupa zamierza realizować przede wszystkim poprzez działania w następujących kierunkach:

- Rozwój źródeł wytwarzania energii elektrycznej: ze szczególną koncentracją na OZE,
- Maksymalizacja marży poprzez pełną kontrolę łańcucha wartości dodanej: zbilansowanie profilu ryzyka, maksymalizacja marży poprzez synergie wynikające z pionowo zintegrowanej struktury łańcucha energetycznego i stabilność regulowanej części Grupy, oraz
- Dywersyfikacja struktury paliwowej i wzrost skali.

Grupa zamierza intensywnie rozwijać moce wytwórcze energii elektrycznej, przede wszystkim w obszarze OZE. Według prognozy rozwoju mocy wytwórczej (zaprezentowanej poniżej) Grupa planuje, że do 2016 r. będzie posiadać aktywa wytwórcze o mocy 297 MWe w lądowych farmach wiatrowych, potencjalnie osiągając do 2022 r. 975 MWe mocy wytwórczych w lądowych farmach wiatrowych i 600 MWe w morskich farmach wiatrowych. Łącznie moce wytwórcze zbudowane przez Grupę mają potencjał do zwiększenia się do max. 2.5 GWe z 421 MWe pomiędzy 2016 r. a 2022 r. Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem zewnętrznym, poprzez sprzedaż 50% udziałów w projekcie po uzyskaniu wszystkich niezbędnych pozwoleń (projekt gotowy do budowy). Możliwa jest także sprzedaż 100% udziałów w projekcie. Grupa zakłada sprzedaż elektrowni węglowej w 2018 r., lecz w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy.

Rys. 3 Moce wytwórcze Grupy w 2013, 2016 i potencjał do 2022 i 2026 roku (w MWe) w podziale na źródła wytwarzania energii



* Morskie farmy wiatrowe: wykres uwzględnia 100% mocy zainstalowanej, z czego Grupa planuje zachować udział 50%

Źródło: Spółka

Jednym z podstawowych celów strategii jest wzrost wartości Grupy wspierany przez znaczącą poprawę otoczenia regulacyjnego w obszarach energetyki odnawialnej i kogeneracji. Strategia wzrostu wartości będzie realizowana w dwóch fazach:

Faza 1, realizowana do 2016 roku przez:

- uruchomienie dodatkowych 217 MWe lądowych farm wiatrowych, w tym:
 - pierwsze dwie farmy wiatrowe o łącznej mocy 66,7 MWe (FW Rajgród i FW Gawłowice) zostały oddane do użytku w IV kwartale 2014 r., natomiast pozostałe 36,8 MWe (FW Skurpie) jest w budowie i zostanie oddane do użytku w IV kwartale 2015 r.; zwiększy to sprzedaż energii elektrycznej w 2015 r. o ok. 209 GWh i w 2016 r. o kolejne ok. 116 GWh;
 - 113,8 MWe znajduje się w fazie pozyskiwania finansowania z planowanym uruchomieniem do końca 2015 r. Oczekiwany wpływ na łączną sprzedaż energii elektrycznej przez Grupę wynosi 368 GWh;
 -
- podpisanie umowy przyłączeniowej, które nastąpiło w sierpniu 2014 r. oraz uzyskanie decyzji środowiskowej dla 1.200 MWe morskich farm wiatrowych;
- zakończenie dewelopmentu do etapu projektu gotowego do budowy, w tym uzyskanie finansowania, gazociągu pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 miliardów m³ gazu rocznie.

Realizacja Fazy 1 będzie wymagała finansowania ze środków własnych w kwocie ok. 400 mln PLN, z czego ok. 70% zostanie przeznaczonych na finansowanie lądowych farm wiatrowych. Fundusze te częściowo zostały już zapewnione poprzez objęcie akcji przez Kluczowego Inwestora za wkład pieniężny w kwocie 240 mln PLN. Środki te zostaną przeznaczone na finansowanie lądowych farm wiatrowych. Pozostała kwota zostanie sfinansowana ze środków własnych (nie wykluczone jest pozyskanie w przyszłości kapitału w drodze emisji akcji), jak również w ramach finansowania dłużnego (np. obligacje, kredyty bankowe).

Faza 2, realizowana w latach 2017-2022 przez:

- planowane uruchomienie kolejnych 678 MWe lądowych farm wiatrowych;
- uruchomienie 600 MWe morskich farm wiatrowych oraz zakończenie dewelopmentu do etapu projektu gotowego do budowy kolejnych 600 MWe. Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem zewnętrznym, poprzez sprzedaż 50% udziałów w projekcie po

uzyskaniu wszystkich niezbędnych pozwoleń (projekt gotowy do budowy). Możliwa jest także sprzedaż 100% udziałów w projekcie.;

- uruchomienie gazociągu pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 mld m³ gazu rocznie.

Zarząd szacuje, że realizacja Fazy 2 zostanie sfinansowana ze środków własnych (nie wykluczone jest pozyskanie w przyszłości kapitału w drodze emisji akcji), jak również w ramach finansowania dłużnego (np. obligacje, kredyty bankowe). Zakłada się realizację, budowę i utrzymanie projektów morskich farm wiatrowych z partnerem (po sprzedaży 50% udziałów po doprowadzeniu projektu do stanu gotowości do budowy). Możliwa jest także sprzedaż 100% udziałów po doprowadzeniu projektu do stanu gotowości do budowy w celu wypłaty osiągniętych zysków do akcjonariuszy w formie dywidendy oraz uniknięcia przyszłego zapotrzebowania na kapitał na finansowanie budowy. Decyzja dotycząca ewentualnej budowy lub sprzedaży morskich farm wiatrowych zostanie podjęta przez akcjonariuszy po doprowadzeniu projektu do stanu gotowości do budowy.

Znacząca część wypracowanych przez Grupę zysków będzie służyła finansowaniu wkładu własnego do realizacji nowych projektów przy współudziale finansowania dłużnego. Jednocześnie, długoterminowym celem Grupy jest utrzymanie skorygowanego wskaźnika skonsolidowanego długu netto do skonsolidowanego wyniku EBITDA Grupy po uwzględnieniu wszystkich pełno-rocznych wyników projektów farm wiatrowych oddanych do użytkowania długoterminowo na poziomie poniżej 3x.

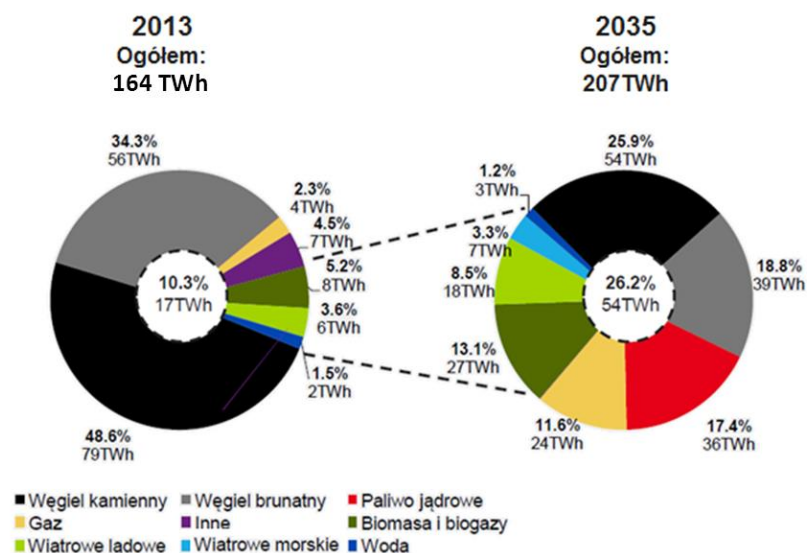
Grupa zamierza stać się największym, niezależnym pionowo zintegrowanym podmiotem energetycznym w rejonie Europy centralnej. Sektor energetyczny w Polsce podlega w ostatnich latach procesom konsolidacji, które mogą być kontynuowane także w przyszłości. Proces prywatyzacji energetyki w Polsce nie jest zakończony, a Skarb Państwa pozostaje głównym akcjonariuszem czterech największych grup energetycznych w Polsce i innych aktywów w sektorze energetycznym. Grupa będzie uważnie monitorować zmiany zachodzące na rynku, również pod kątem możliwego udziału w procesach prywatyzacyjnych. Jeśli na rynku pojawi się atrakcyjna możliwość inwestycyjna, pasująca do strategii Grupy, nie wyklucza ona możliwych przejęć. Wykorzystując posiadane kompetencje w działalności jako pionowo zintegrowana grupa, w tym optymalne zarządzanie kosztami operacyjnymi, synergie wewnętrzne i doświadczenie w przejęciach, Grupa może w przyszłości być potencjalnym atrakcyjnym polskim inwestorem aktywnym w dalszej prywatyzacji energetyki w Polsce i innych aktywów w sektorze energetycznym.

4.3 Otoczenie rynkowe i regulacyjne

4.3.1 Perspektywy rozwoju sektora OZE w Polsce

Ze względu na niski udział energii z OZE w ogólnym bilansie energetycznym, Polska jest w opinii Zarządu jednym z najbardziej atrakcyjnych rynków dla rozwoju OZE w Europie. Również z tego powodu strategia Grupy będzie koncentrować się na wzroście zainstalowanych mocy wytwórczych w tym segmencie. W ocenie Zarządu, ze względu na warunki klimatyczne i geograficzne w Polsce najbardziej perspektywiczne kierunki rozwoju OZE to energetyka wiatrowa (zarówno na lądzie jak i morzu) oraz energetyczne wykorzystanie biomasy. Stąd Grupa będzie dążyć do przyrostu mocy zainstalowanych w wymienionych obszarach, a po roku 2016 moce zainstalowane w OZE będą dominować w strukturze posiadanych mocy wytwórczych w Grupie. Obrany przez Grupę kierunek rozwoju jest zgodny z prognozowanymi trendami w zakresie wzrostu udziału OZE w produkcji elektrycznej Polski z 10,3% w 2013 r. do 26,2% w 2035 r., co zaprezentowano na poniższym wykresie.

Rys. 4 Udział OZE w produkcji energii elektrycznej Polski (%)



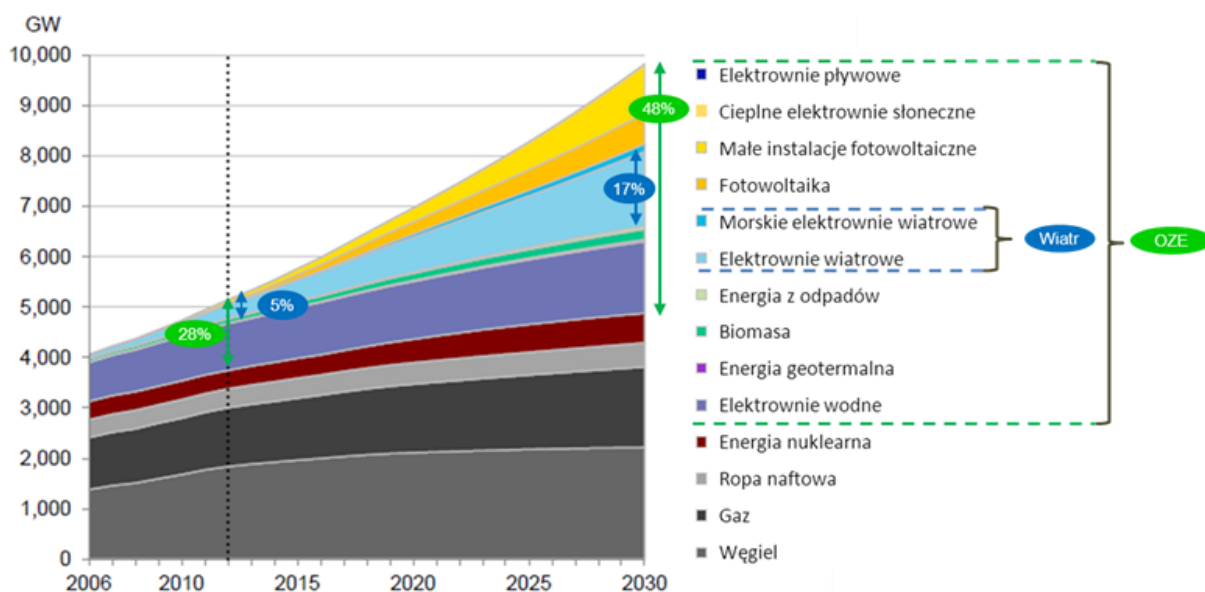
Źródło: ARE (dane na grudzień 2013), Polish power market scenarios, Reference Scenario, Redpoint, grudzień 2013 (dane dla 2035)

W opinii Zarządu rozwój rynku OZE w Polsce będzie w najbliższych latach dodatkowo wspierany przez konieczność wypełnienia przez Polskę celów polityki klimatycznej UE do 2020 r. i 2030 r. oraz przez nowy system wsparcia inwestycji w OZE przewidziany w Ustawie OZE, która 20 lutego 2015 roku została przyjęta przez Sejm i skierowana do podpisu przez Prezydenta.

4.3.2 Polityka energetyczna Unii Europejskiej

Dynamiczny rozwój OZE, w tym w szczególności energetyki wiatrowej, jest trendem ogólnosiwiatowym, któremu podlega Europa Zachodnia oraz państwa Europy Środkowo-Wschodniej. Według prognoz Bloomberg New Energy Finance udział OZE w łącznej mocy zainstalowanych źródeł energii na świecie wzrośnie z 28% w 2012 r. do 48% w roku 2030 r. W nowych aktywach wytwórczych bazujących na OZE będą dominowały elektrownie wiatrowe, których łączny udział w mocach na świecie zgodnie z tą prognozą wzrośnie z 5% w 2012 r. do 17% w 2030 r.

Rys. 5 Skumulowana moc zainstalowana w energetyce na świecie według źródeł wytwarzania energii (GWe)



Źródło: Global Renewable Energy Market Outlook 2013, Bloomberg New Energy Finance
<http://about.bnef.com/presentations/global-renewable-energy-market-outlook-2013-fact-pack-2/>

Rozwój rynku OZE w Polsce będzie w najbliższych latach dodatkowo wspierany przez konieczność wypełnienia przez Polskę celów polityki klimatycznej UE, której główne założenia to zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych przy jednoczesnym obniżeniu cen energii elektrycznej i zwiększeniu bezpieczeństwa dostaw. Cele te są realizowane przede wszystkim poprzez rozwój energetyki odnawialnej i technologii niskoemisyjnych.

Realizacja celów polityki klimatycznej UE do 2020 r. została zagwarantowana w założeniach Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. oraz w Krajowym Planie Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Udział energii finalnej brutto do 2020 r. powinien wynosić 15,5%. W ramach tego ogólnego celu 19,1% procent energii elektrycznej musi pochodzić z OZE (w pozostałej części, 17,1% przewidziane jest dla ciepłownictwa i 10,1% dla transportu). Obecnie (stan na koniec grudnia 2013 r.) jedynie 10,3% wytwarzanej energii elektrycznej w Polsce pochodziło z OZE, co świadczy o potrzebie rozwoju tego rynku. Co więcej, powyższy cel zapisany jest również w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku, która wskazuje na konieczność zmniejszania się roli paliw konwencjonalnych w wytwarzaniu energii elektrycznej na korzyść OZE.

Celem pobudzenia trwałego wzrostu gospodarczego w UE, Komisja Europejska zaangażowała się w konsultacje dotyczące propozycji nowych, wyższych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych i celów udziału OZE w produkcji energii do roku 2030. Zgodnie z propozycją Komisji Europejskiej zaakceptowaną przez na szczycie klimatycznym w Brukseli w październiku 2014 r. państwa członkowskie UE będą zobligowane do wdrożenia rozwiązań pozwalających na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 40% w stosunku do poziomu z roku 1990. Dodatkowo wprowadzony zostanie cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii w UE na poziomie 27%.

Tempo redukcji emisji w systemie EU-ETS ma zostać przyspieszone z poziomu 1,74% r/r/ obecnie do 2,2% r/r od 2020 r. Fakt przyznania wybranym państwom w drodze wyjątkowych przepisów darmowych jednostek uprawnień do emisji nie zwalnia w żaden sposób z obowiązku fizycznej redukcji emisji gazów cieplarnianych. Obecnie najbardziej efektywną kosztowo i posiadającą największy potencjał metodą na zmniejszenie emisji w ramach EU-ETS jest zastępowanie konwencjonalnych źródeł energii źródłami odnawialnymi, z których najkorzystniejsze ekonomicznie są elektrownie wiatrowe.

Ogólny cel w zakresie udziału OZE na poziomie 27% poziomu zużycia energii do 2030 r. będzie realizowany głównie za pomocą rozwoju OZE produkujących energię elektryczną, których udział w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w UE ma wzrosnąć do 45% w 2030 r.

Oba postawione cele należy uznać za bardzo ambitne. W ocenie Zarządu ich realizacja spowoduje dalszy dynamiczny rozwój sektora OZE w Polsce i będzie korzystna z perspektywy działalności Grupy.

UE powróci do kwestii swoich celów klimatycznych podczas globalnego szczytu klimatycznego w grudniu 2015 r. w Paryżu. Oczekuje się że uzgodnione obecnie cele nie zostaną w żaden sposób obniżone.

Niezależnie od celów polityki klimatycznej UE węgiel jeszcze przez dłuższy czas pozostanie dominującym paliwem i wyznacznikiem cen w sektorze energetycznym w Polsce, co w świetle limitów emisji CO₂ sprawi, że ceny tzw. „czarnej” energii wzrosną, jednocześnie poprawiając rentowność branży wytwarzania energii z OZE oraz efektywnych i nowych elektrowni opalanych węglem, gazem i biomasą, co powinno przynieść korzyści Grupie. Wiatr pozostanie kluczową technologią OZE w Polsce ze względu na atrakcyjne warunki wietrzne, spadające koszty CAPEX i długoterminowe wsparcie ze strony Państwa.

4.3.3 Ustawa OZE

W celu zapewnienia w Polsce warunków dla efektywnego rozwoju instalacji wytwarzających energię z OZE i zmniejszenia dystansu, jaki dzieli polską energetykę z OZE od energetyki większości pozostałych krajów UE opracowana została Ustawa OZE.

W dniu 8 kwietnia 2014 r. Rada Ministrów zatwierdziła Projekt Ustawy OZE (wprowadzając autopoprawki w dniu 11 czerwca 2014 r.), 8 lipca 2014 r. Projekt Ustawy OZE wpłynął do Sejmu, a w dniu 20 lutego 2015 roku został ostatecznie przyjęty i skierowany do podpisu przez Prezydenta.

Ustawa OZE przewiduje utrzymanie obecnego systemu wsparcia dla źródeł OZE w postaci zielonych certyfikatów dla instalacji, które zostaną oddane do użytku przed wejściem w życie Ustawy OZE. Jednocześnie w celu utrzymania cen certyfikatów na wysokim poziomie, mechanizmy zawarte w Ustawie OZE będą powodować obniżanie się nadwyżki podaży na rynku certyfikatów poprzez zwiększenie popytu (wyższy obowiązek umorzenia certyfikatów), ograniczenie podaży (zmniejszenie wsparcia dla współspalania biomasy i dla elektrowni wodnych) oraz ograniczenie możliwości uiszczania opłaty zastępczej w przypadku, gdy ceny certyfikatów będą niższe niż 75% wartości opłaty zastępczej.

Ponadto wszystkie instalacje funkcjonujące w starym systemie certyfikатовym będą miały możliwość przejścia na nowy system aukcyjny, który będzie obligatoryjny dla instalacji uruchomionych po wejściu w życie Ustawy OZE. Podstawowym założeniem nowego systemu jest 15 letni okres wsparcia dla instalacji OZE, które wygrają aukcje poprzez zagwarantowaną dopłatę różnicy pomiędzy ceną energii określoną w drodze aukcji, a ceną rynkową.

Nowy system wsparcia umożliwić będzie stabilne planowanie przyrostu nowych mocy w OZE, a przewidywalne długookresowe warunki funkcjonowania nowych instalacji wpłyną pozytywnie na możliwości ich finansowania. Poniżej znajduje się krótkie podsumowanie wpływu nowych uregulowań zawartych w Ustawie OZE:

Projekty działające i w budowie (system zielonych certyfikatów):

- Projekty działające i w fazie inwestycji/budowy: system zielonych certyfikatów jest dostępny dla wszystkich projektów wiatrowych oddanych przed wejściem w życie 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: Ustawa 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%).

Nowe projekty (system aukcji):

- 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 sprzedać 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;
- Proponowane ramy regulacyjne w zakresie morskich farm wiatrowych:
 - 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 developerskie;
 - przedłużony okres budowy do 72 miesięcy (pozwalający na budowę farm morskich).

System aukcyjny dla nowych projektów zapewnia stałą cenę z zabezpieczonym zyskiem bez ryzyka cen rynkowych. W opinii Zarządu mechanizmy regulujące podaż i popyt zielonych certyfikatów doprowadzą do stopniowej likwidacji nadpodaży zielonych certyfikatów widocznej od 2011-2012 r

Wpływ Ustawy OZE na Grupę

Projektowane zmiany uregulowań (przede wszystkim wynikające z Ustawy OZE) oraz polityki w stosunku do OZE będą miały następujący wpływ na działalność Grupy:

- Eksploatacja 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 i dewelopmencie (150,6 MWe), które mają zostać uruchomione do 2015 r. (tj. według szacunków Zarządu jeszcze przed planowanym wejściem w życie Ustawy OZE);
- 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 niezmienionych warunkach z opcją przystąpienia do kolejnych aukcji;
- 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 cenie, przez cały okres wsparcia (brak ryzyka związanego ze zmianami cen energii elektrycznej);
- Koncentracja na kluczowym obszarze działalności: ponieważ średnioważony koszt wytworzenia (ang. Levelized Cost of Energy - „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;
- Wysoka produktywność projektów pozwoli osiągać wyższe zyski: 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; oraz
- Efekty synergii na poziomie działalności handlowej: dodatkowe zyski są osiągane poprzez współpracę ze spółką Polenergia Obrót. Ustawa OZE nie przewiduje wprowadzania żadnych ograniczeń w zakresie, komu można sprzedawać energię lub/i zielone certyfikaty.

5. Opis działalności Grupy

5.1 Działalność podstawowa, produkty, towary, usługi Grupy

Grupa prowadzi działalność związaną z przemysłem energetycznym. W efekcie włączenia w jej struktury aktywów Grupy Polenergii Holding S.à.r.l., powstała silna, pionowo zintegrowana i zdwersyfikowana pod kątem obszarów działania grupa energetyczna.

Specyfiką funkcjonowania Grupy jest i nadal pozostanie struktura holdingowa, w której Spółka pełni rolę dominującą, zarządza poszczególnymi spółkami celowymi, a także zapewnia im obsługę administracyjną i finansowo – księgową.

Działalność Grupy obejmuje następujące podstawowe segmenty działalności w podziale na rodzaj działalności i wykorzystywane nośniki energii:

	Wytwarzanie	Przesył i Dystrybucja	Handel hurtowy i Sprzedaż
Obszar energii ze źródeł odnawialnych (OZE)	<ul style="list-style-type: none"> • Wytwarzanie energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych • Wytwarzanie energii elektrycznej w morskich 		

	farmach wiatrowych ⁽¹⁾ <ul style="list-style-type: none"> Wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy ⁽²⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> Regulowana dystrybucja energii elektrycznej Regulowana dystrybucja gazu Przesył gazu ziemnego (gazociąg Bernau - Szczecin) ⁽⁴⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> Hurtowy obrót i sprzedaż do klientów końcowych energii elektrycznej Obrót certyfikatami (świadczeniami pochodzenia energii odnawialnej) Handel gazem
Obszar energii z gazu	<ul style="list-style-type: none"> Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej (Elektrownia Zakrzów i Elektrownia Mercury) Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna) 		
Obszar energii z węgla	<ul style="list-style-type: none"> Wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o węgiel kamienny (Polenergia Elektrownia Północ) ⁽³⁾ 		

⁽¹⁾ Projekty planowane. Przewidywane rozpoczęcie budowy: 2020 Polenergia Bałtyk III oraz 2024 Polenergia Bałtyk II; rozpoczęcie działalności operacyjnej odpowiednio w latach 2022 i 2026. Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem przy sprzedaży 50% udziałów w projekcie po uzyskaniu wszystkich niezbędnych pozwoleń (projekt gotowy do budowy). Możliwa jest także sprzedaż 100% udziałów w projekcie.

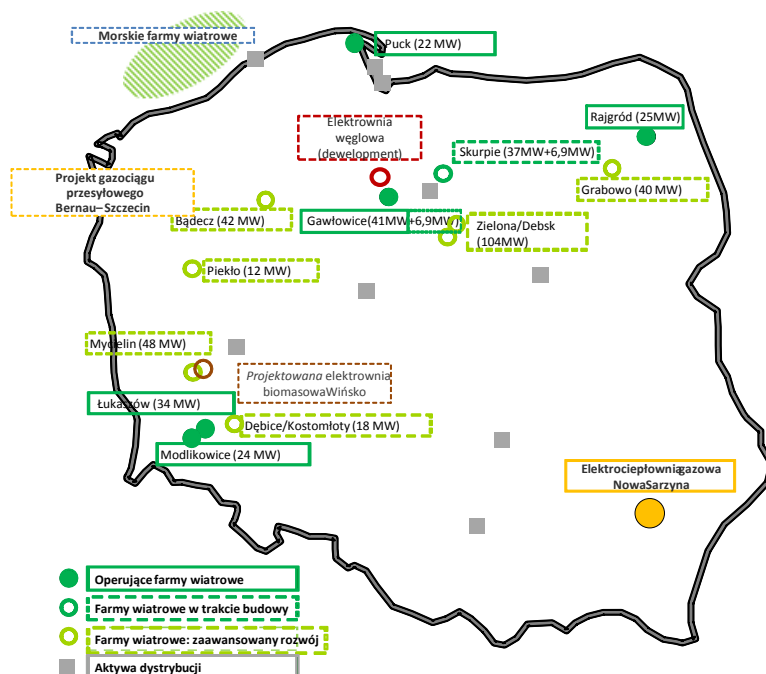
⁽²⁾ Projekt planowany. Projekt będzie realizowany w przypadku wygrania aukcji w nowym systemie wsparcia zgodnie z założeniami Ustawy OZE;

⁽³⁾ Projekt planowany. Grupa zakłada sprzedaż elektrowni węglowej w 2018 r., lecz w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy.

⁽⁴⁾ Projekt planowany. Przewidywany początek budowy - 2017 r.; planowane rozpoczęcie działalności operacyjnej - 2020 rok.

Działalność Grupy, obejmuje całą powierzchnię Polski, z naciskiem na lokalizacje o największym potencjale energetycznym: od najlepszych pod względem wietrzności lokalizacji na Morzu Bałtyckim, poprzez najbardziej wietrzne tereny Polski, wybrane lokalizacje gazowe i węglowe, do najatrakcyjniejszych lokalizacji miejskich i komercyjnych w sieci dystrybucyjnej oraz wśród klientów końcowych obrotu. Działalność Grupy jest synergicznie zintegrowana i optymalizowana.

Rys. 6 Lokalizacja najważniejszych aktywów i projektów Grupy



Źródło: Spółka

* mapa nie zawiera średnio zaawansowanego / wczesnego developmentu farm wiatrowych na lądzie o wielkości 514 MWe

Poniżej przedstawiony został szczegółowy opis działalności Grupy w podziale na segmenty działalności, odzwierciedlający pionowo zintegrowany profil Grupy zgodnie z rysunkiem „Łańcuch wartości pionowo zintegrowanej Grupy”, zamieszczonym w rozdziale „Strategia Rozwoju Grupy”

5.2 Segment – Wytwarzanie

Segment – Wytwarzanie obejmuje działalność w trzech obszarach:

Obszar energii ze źródeł odnawialnych (OZE)

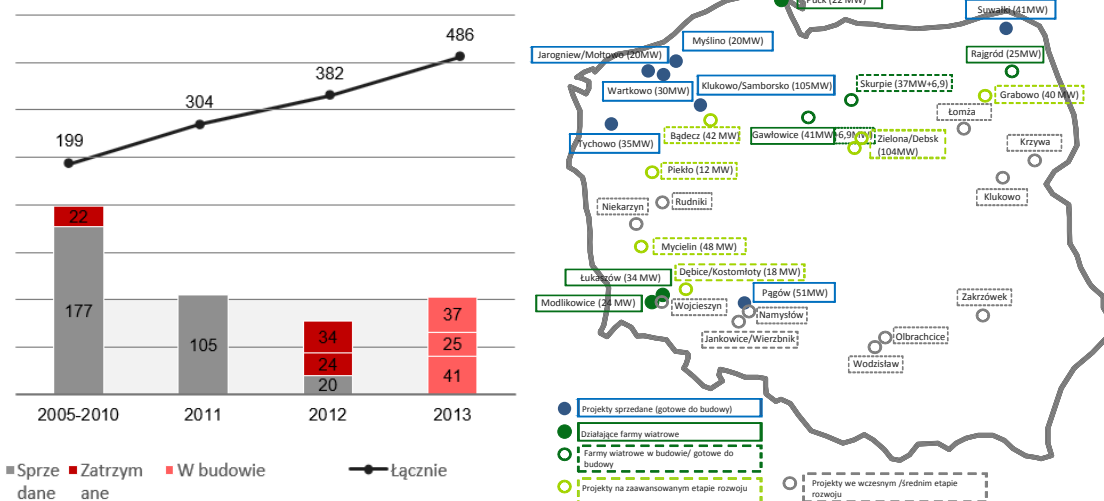
Wytwarzanie energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych

Dostrzegając wynikający z zobowiązań Polski związanych z ochroną środowiska (protokół z Kioto, Pakiet Klimatyczny) istotny potencjał rozwoju rynku energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Grupa intensywnie rozwija działalność w segmencie developmentu i budowy farm wiatrowych

W ciągu ostatnich 10 lat Grupa rozwinęła znaczące kompetencje w projektach farm wiatrowych, przygotowując projekty o łącznej mocy 486 Mwe (niektóre z nich zostały sprzedane jeszcze przed budową). Trzy projekty elektrowni wiatrowych zostały zachowane i obecnie działają (80 Mwe). Ponadto w IV kwartale 2014 oddano do użytkowania farmę Rajgród (25,3 MWe) oraz farmę Gawłowice (41,4 MWe).

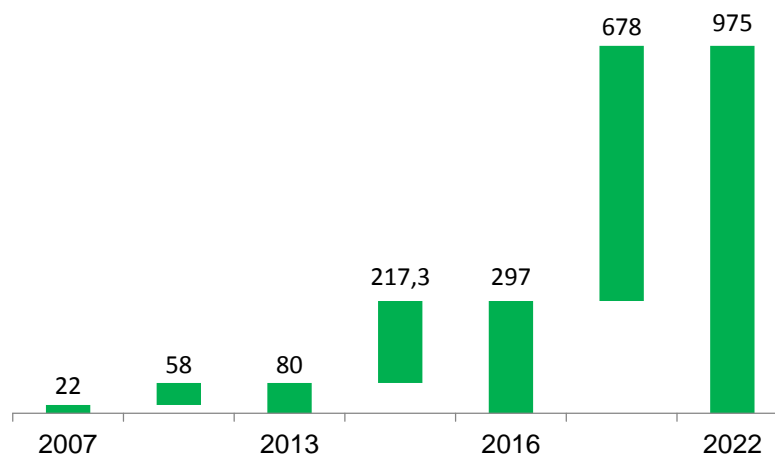
Grupa posiada portfel 23 projektów lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy 975 Mwe, co widać na poniższym rysunku:

Rys. 7 Farmy wydevelopowane przez Grupę oraz mapa lądowych farm wiatrowych



Źródło: Spółka

Rys. 8 Szacowany wzrost mocy zainstalowanej farm wiatrowych eksploatowanych przez Grupę (Mwe)



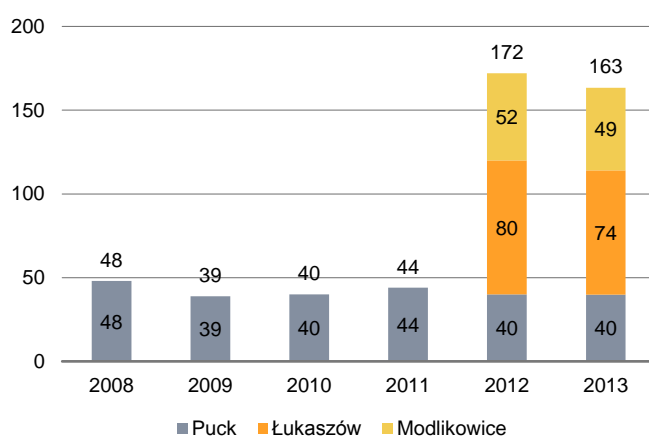
Źródło: Spółka

Projekty FW zrealizowane (147 MWe) do roku 2014

Grupa posiada pięć działających farm wiatrowych zlokalizowanych w Pucku, Łukaszowie, Modlikowicach, Rajgradzie i Gawłowicach o mocach odpowiednio: 22 MWe, 34 MWe, 24 MWe, 25,3 MWe oraz 41,4 (łącznie 146,8 MWe).

We wszystkich farmach wiatrowych wykorzystano finansowanie dłużne pochodzące od instytucji finansowych o międzynarodowej skali działania. Dostarczają one energię elektryczną na podstawie długoterminowych kontraktów z odbiorcami.

Rys. 9 Produkcja energii elektrycznej istniejących farm wiatrowych Grupy (GWh)



Źródło: Spółka

FW Puck

FW Puck zlokalizowana jest w miejscowości Gnieźdzewo w gminie Puck. Została oddana do eksploatacji w 2006 roku. Ma moc 22 MWe generowaną przez 11 turbin wiatrowych typu Gamesa G80 o mocy 2 MWe każda. Historyczny wskaźnik wietrzności (tzw. load factor P-50) dla tego projektu wynosi 22%. Operatorem farmy jest Dipol, spółka celowa, w pełni kontrolowana przez Spółkę (100%

udziałów). FW Puck produkuje i dostarcza energię elektryczną lokalnemu dystrybutorowi energii z grupy Energa, natomiast świadectwa pochodzenia OZE są sprzedawane do spółki należącej do Grupy.

FW Łukaszów

FW Łukaszów jest zlokalizowana w gminie Zagrodno w powiecie złotoryjskim. Została oddana do eksploatacji w grudniu 2011 roku. Farma wiatrowa dysponuje mocą 34 MWe, którą generuje 17 turbin wiatrowych typu Vestas V90 o mocy 2 MWe każda. Docelowy wskaźnik wietrzności (tzw. load factor P-50) dla tego projektu wynosi 29%. Operatorem farmy wiatrowej jest Amon, spółka celowa, w pełni kontrolowana przez Spółkę (100% udziałów). FW Łukaszów posiada umowę wieloletnią na sprzedaż energii elektrycznej oraz świadectw pochodzenia z OZE (zielonych certyfikatów) z firmą Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji (należącą do grupy Tauron Polska Energia).

FW Modlikowice

FW Modlikowice jest zlokalizowana w gminie Zagrodno w powiecie złotoryjskim. Została oddana do eksploatacji w grudniu 2011 roku. Farma wiatrowa dysponuje mocą 24 MWe, którą generuje 12 turbin wiatrowych typu Vestas V90 o mocy 2 MWe każda. Docelowy wskaźnik wietrzności (tzw. load factor P-50) dla tego projektu wynosi 28%. Operatorem farmy wiatrowej jest Talia, spółka celowa, w pełni kontrolowana przez Spółkę (100% udziałów). FW Modlikowice posiada umowę wieloletnią na sprzedaż energii elektrycznej oraz świadectw pochodzenia z OZE (zielonych certyfikatów) z firmą Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji (należącą do grupy Tauron Polska Energia).

FW Gawłowice

FW Gawłowice jest zlokalizowana na terenie gminy Radzyń Chełmiński (województwo kujawsko - pomorskie, powiat grudziądzki), w rejonie miejscowości Zielnowo, Gawłowice i Gziki. Łączna moc projektu wynosi 41,4 MWe, składa się on z 18 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda. Docelowy wskaźnik wietrzności (tzw. load factor P-50) dla tego projektu wynosi 40%. Operatorem farmy jest Grupa PEP - Farma Wiatrowa 1 sp. z o. o., spółka celowa, w pełni kontrolowana przez Spółkę (100% udziałów). Prace budowlane na FW Gawłowice rozpoczęły się we wrześniu 2013 roku, natomiast oddanie do użytkowania planowane nastąpiło pod koniec 2014 roku. Energia elektryczna i zielone certyfikaty są objęte długoterminowymi (15 lat) umowami sprzedaży zawartymi ze spółką z Grupy. Planowana jest dalsza rozbudowa farmy o 6,9 MWe z uruchomieniem do końca 2015 r.

FW Rajgród

FW Rajgród jest zlokalizowana na terenie gminy Rajgród (województwo podlaskie, powiat grajewski), w rejonie miejscowości Turczyn, Łazarze, Kołaki, Kosyły i Bukowo. Łączna moc projektu wynosi 25,3 MWe, składa się on z 11 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda. Docelowy wskaźnik wietrzności (tzw. load factor P-50) dla tego projektu wynosi 33%. Operatorem farmy jest Grupa PEP - Farma Wiatrowa 6 sp. z o. o., spółka celowa, w pełni kontrolowana przez Spółkę (100% udziałów). Prace budowlane na FW Rajgród rozpoczęły się we wrześniu 2013 roku, natomiast oddanie do użytkowania nastąpiło w październiku 2014 roku. Energia elektryczna i zielone certyfikaty zostały objęte długoterminowymi (15 lat) umowami sprzedaży zawartymi ze spółką z Grupy.

Projekt w fazie budowy (FW Skurpie 36,8 MWe):

Projekt FW Skurpie (36,8 MWe) jest w budowie i zostanie oddane do użytku w IV kwartale 2015 r.

FW Skurpie zlokalizowana będzie na terenie gminy Płońsk (województwo warmińsko-mazurskie, powiat działowski), w rejonie miejscowości Skurpie. Łączna moc projektu wynosi 36,8 MWe, składa się on z 16 turbin (Siemens) po 2,3 MWe każda. Docelowy wskaźnik wietrzności (tzw. load factor P-50) dla tego projektu wynosi 36%. Operatorem farmy ma być Grupa PEP - Farma Wiatrowa 4 sp. z o. o., spółka celowa, w pełni kontrolowana przez Spółkę (100% udziałów). W lipcu 2014 r. Grupa podpisała umowy na finansowanie oraz budowę FW Skurpie. Prace budowlane rozpoczęły się w lipcu 2014 roku. Grupa planuje, że uruchomienie produkcji nastąpi w IV kwartale 2015 roku. Energia elektryczna i zielone certyfikaty zostaną objęte długoterminowymi (15 lat) umowami sprzedaży zawartymi ze spółką z Grupy. Planowana jest dalsza rozbudowa farmy o 6,9 MWe z uruchomieniem do końca 2015 r.

Projekty FW w fazie zaawansowanego developmentu (277,8 MWe w tym dalsza rozbudowa realizowanych obecnie farm o 13,8 MWe), z czego:

- 113,8 MWe (FW Mycielin, FW Piekło, FW Grabowo, rozbudowa FW Gawłowiec oraz FW Skurpie) znajduje się w fazie pozyskiwania finansowania z planowanym uruchomieniem do końca 2015r. Oczekiwany wpływ na łączną sprzedaż energii elektrycznej przez Grupę wynosi 368 GWh;
- 164 MWe znajduje się w fazie rozwoju z planowanym terminem oddania do użytkowania do końca 2017 r.

FW Mycielin

FW Mycielin zlokalizowana będzie w Polsce południowo-wschodniej. Łączna moc projektu wynosi 48 MWe. Trwa proces pozyskania finansowania projektu. Grupa planuje, że w I kwartale 2015 roku rozpoczną się prace budowlane, natomiast uruchomienie planowane jest do końca 2015 r.

FW Grabowo

FW Grabowo zlokalizowana będzie w woj. podlaskim. Łączna moc projektu wynosi 40 MWe. Trwa proces pozyskania finansowania projektu. Grupa planuje, że w I kwartale 2015 roku rozpoczną się prace budowlane, natomiast uruchomienie planowane jest do końca 2015 r.

FW Piekło

FW Piekło zlokalizowana będzie w woj. wielkopolskim. Łączna moc projektu wynosi 12 MWe. Trwa proces pozyskania finansowania projektu. Grupa planuje, że w I kwartale 2015 roku rozpoczną się prace budowlane, natomiast uruchomienie planowane jest do końca 2015 r.

FW Bądecz

FW Bądecz zlokalizowana będzie w woj. wielkopolskim. Łączna moc projektu wynosi 42 MWe. Uruchomienie planowane jest do końca 2017 r.

FW Kostomłoty/Dębice

FW Kostomłoty/Dębice zlokalizowana będzie w woj. dolnośląskim. Łączna moc projektu wynosi 18 MWe. Uruchomienie planowane jest do końca 2017 r.

FW Zielona/Dębsk

FW Zielona/Dębsk zlokalizowana będzie w województwie mazowieckim, w powiecie żuromińskim, w gminie Żuromin. Łączna moc projektu wynosi 104 MWe.

FW Szymankowo

FW Szymankowo zlokalizowana na północy Polski o mocy 53 MWe jest projektem przeznaczonym do sprzedaży do podmiotu spoza Grupy. Decyzja co do sprzedaży została podjęta jeszcze przed zmianą strategii Grupy. Projekt jest obecnie w zaawansowanej fazie developmentu i oczekuje się iż planowana sprzedaż dojdzie do skutku w 2016 roku.

Pozostałe projekty wiatrowe

Ponadto, Grupa posiada 11 projektów znajdujących się w fazie średniego oraz wczesnego developmentu (łącznie ok. 514 MWe), których realizacja przewidziana jest na lata 2017-2022.

Ze względu na specyfikę procesów inwestycyjnych nie można wykluczyć sytuacji, w której obecnie planowane projekty farm wiatrowych zostaną zastąpione innymi, cechującymi się lepszymi parametrami.

Wytwarzanie energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (działalność we wczesnej fazie developmentu)

Grupa planuje realizację dwóch morskich farm wiatrowych zlokalizowanych na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 1.200 Mwe, w tym 600 Mwe do roku 2022, oraz 600 Mwe do roku 2026, na które posiada już podpisaną umowę przyłączeniową z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. Grupa

zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem przy sprzedaży do 50% udziałów po uzyskaniu kluczowych pozwoleń i osiągnięciu wysokiego stopnia zaawansowania projektu dającego istotny wzrost jego wartości. Możliwa jest także sprzedaż do 100% udziałów.

W opinii Zarządu rozwój morskich farm wiatrowych jest naturalnym i najbardziej efektywnym rozwiązaniem pozwalającym na osiągnięcie przez celów Polityki Klimatycznej UE tj. redukcje emisji gazów cieplarnianych oraz wzrost udziału energii wytworzonej w OZE w zużyciu energii. Niewątpliwą zaletą inwestycji w morskie farmy wiatrowe jest istotny wpływ na gospodarkę poprzez tworzenie nowych miejsc pracy w sektorze wysokich technologii. Szacuje się że co najmniej 50% komponentów niezbędnych do realizacji inwestycji zostanie wytworzonych w kraju.

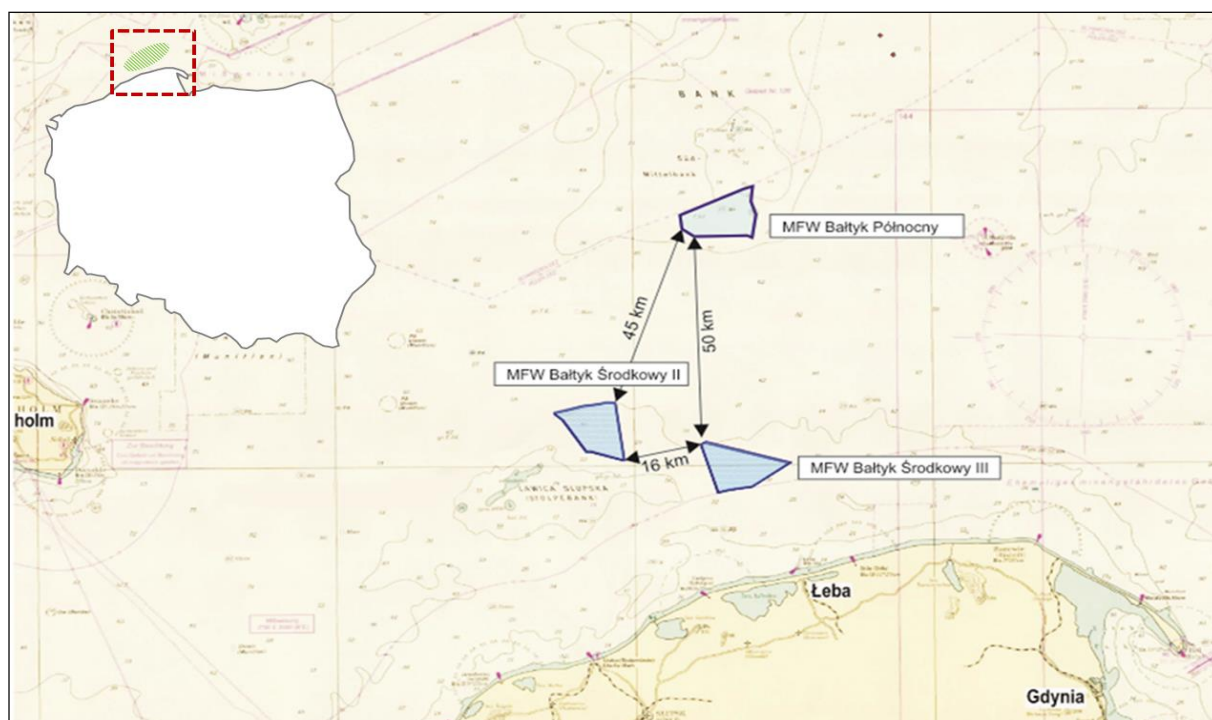
W opinii Zarządu potencjalne istotne znaczenie farm wiatrowych na morzu zostało dostrzeżone przez autorów Ustawy OZE w którym znalazły się zapisy umożliwiające przeprowadzenie aukcji dla morskich farm wiatrowych, w tym:

- 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 developerskie;
- przedłużony okres budowy do 72 miesięcy (pozwalający na budowę farm morskich).

Projekty morskich farm wiatrowych realizowane przez Grupę (tj. Polenergia Bałtyk II, Polenergia Bałtyk III) znajdują się w najbardziej zaawansowanym stadium prac przygotowawczych w stosunku do innych projektów morskich farm wiatrowych rozwijanych w Polsce.

Farmy wiatrowe na morzu w porównaniu do tych na lądzie charakteryzują się o wiele lepszymi warunkami wietrzności, i w opinii Zarządu Grupa dysponuje jednymi z najlepszych lokalizacji pod względem wietrzności w obszarze polskiej strefy ekonomicznej na Bałtyku, co widać na mapach poniżej obrazujących lokalizację morskich farm wiatrowych Grupy w rejonach wietrzności pomiędzy 8-9 m/s. Grupa planuje realizację dwóch morskich farm wiatrowych zlokalizowanych na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 1,2 GWe, w tym 600 MWe do roku 2022, na które posiada już podpisaną umowę przyłączeniową z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem przy sprzedaży 50% udziałów w projekcie po uzyskaniu kluczowych pozwoleń i osiągnięcia wysokiego stopnia zaawansowania projektu dającego istotny wzrost jego wartości. Możliwa jest także sprzedaż 100% udziałów w projekcie.

Rys. 10 Lokalizacja projektowanych farm wiatrowych na morzu



Źródło: Spółka

Realizacja morskich farm wiatrowych wymaga odpowiedniej infrastruktury oraz doświadczenia w realizacji tego typu projektów, gdyż charakteryzują się one odmienną skalą i specyfiką techniczną niż farmy wiatrowe na lądzie.

Dzięki pionierskiemu doświadczeniu pozyskanym w developmencie farm wiatrowych na morzu, Grupa uzyskała szereg przewag konkurencyjnych w tym:

- pozyskane pierwsze i jedno z najbardziej atrakcyjnych (w zakresie m.in. warunków wietrzności, głębokości posadowienia, wpływu na środowisko naturalne, itd.) pozwoleń na posadowienie sztucznych wysp;
- uzyskane pierwsze i pozwalające na planowanie najszybszej realizacji w zakresie istotnej mocy przyłączeniowej warunki przyłączenia do krajowego systemu elektroenergetycznego;
- podpisanie umowy przyłączeniowej;
- najbardziej zaawansowany proces oceny oddziaływania na środowisko, co pozwala oczekiwać uzyskania przez Grupę pierwszych decyzji środowiskowych dla morskich farm wiatrowych w obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim w 2015 r.;
- najbardziej zaawansowany proces zabezpieczania trasy wyprowadzania mocy.

W rezultacie projekty Grupy cechuje relatywnie wysokie prawdopodobieństwo:

- przystąpienia i wygrania pierwszych aukcji;
- ponoszenia najmniejszego ryzyka środowiskowego;
- wybudowania i uruchomienia farm wiatrowych na morzu wcześniej niż konkurencja;
- korzystania z pełnego okresu 15 lat systemu wsparcia; oraz
- uzyskania z największych zwrotów z inwestycji w sektorze.

Oba projekty morskich farm wiatrowych uzyskały pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, wszystkie ustaliły zakres raportu środowiskowego i są w trakcie prowadzenia wynikających z tego zakresu badań. Opis projektów przedstawiono poniżej:

Rys. 11 Charakterystyka projektu

Nazwa projektu	Bałtyk Środkowy III	Bałtyk Środkowy II
Faktycznie planowana moc (MW)	600	600
Liczba turbin	ok. 100	ok. 100
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

Źródło: Spółka

Ponadto Polenergia Bałtyk III otrzymał warunki przyłączeniowe do PSE na 1,2 Gwe w tym 600 Mwe do roku 2022, oraz 600 Mwe do roku 2026, na które posiada już podpisaną umowę przyłączeniową z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. Polenergia Bałtyk III otrzymał również pozwolenie na ułożenie i utrzymywanie w granicach morza terytorialnego kabli podmorskich będących częścią morskiej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej z MFW Bałtyk Środkowy II i MFW Bałtyk Środkowy III do lądowej stacji elektroenergetycznej KSE Słupsk Wierzbęcino oraz pozwolenie na ułożenie i utrzymywanie w granicach morza terytorialnego kabli podmorskich będących częścią infrastruktury przyłączeniowej zewnętrznej morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy III oraz decyzję uzgadniającą lokalizację układania i sposobów utrzymywania podmorskich kabli w wyłącznej strefie ekonomicznej dla przedsięwzięcia „Infrastruktura przyłączeniowa zewnętrzna morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy III”. Oznacza to, że projekt jest na etapie najbardziej zaawansowanym z projektów tego rodzaju w Polsce.

Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem przy sprzedaży do 50% udziałów w projekcie po uzyskaniu kluczowych pozwoleń i osiągnięciu wysokiego stopnia zaawansowania projektu dającego istotny wzrost jego wartości. Możliwa jest także sprzedaż do 100% udziałów w projekcie.

Wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy (działalność planowana)

Obecnie Grupa rozwija w województwie dolnośląskim projekt elektrowni opalanej biomasą - elektrownia w Wińsku o mocy ok. 31 MWe. Obiekt posiada wszystkie pozwolenia administracyjne niezbędne do rozpoczęcia prac budowlanych i znajduje się we wczesnej fazie realizacji. Elektrownia posiada zakontraktowane ponad 60% niezbędnego surowca. Projekt będzie realizowany w przypadku wygrania aukcji w nowym systemie wsparcia zgodnie z założeniami Ustawy OZE. Okres eksploatacji elektrowni wynosić będzie 30 lat. Grupa zakłada, że energia wytwarzana w elektrowni będzie sprzedawana wybranym spółkom z Grupy.

Obszar energii z gazu

Grupa w ramach prowadzonej działalności wypracowała model biznesowy, który polega na realizacji elektrociepłowni lub elektrowni opalanych gazem dla konkretnych klientów, będącymi głównymi lub jedynymi odbiorcami wytwarzanej tam energii.

Zasady współpracy z klientem w tym obszarze mogą opierać się na różnych zasadach, m.in. na:

- przejmowaniu obiektu od klienta, jego modernizacji, a następnie produkcji oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej na rzecz klienta;

- budowaniu obiektu od podstaw (greenfield), a następnie produkcji oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej na rzecz klienta.

W obszarze wytwarzania energii w oparciu o gaz Grupa posiada trzy projekty.

Elektrociepłownia Nowa Sarzyna

Działająca operacyjnie od 2000 roku elektrociepłownia opalana gazem ziemnym operowana jest przez spółkę z Grupy - Elektrociepłownia Nowa Sarzyna ENS jest położona w miejscowości Nowa Sarzyna (gmina Nowa Sarzyna, powiat Leżajsk). Moc turbin gazowych zainstalowanych w ENS wynosi 116 Mwe mocy elektrycznej oraz 70 MWt mocy ciepłej. Zakład wykorzystuje nowoczesne rozwiązania technologiczne i urządzenia, a cały proces produkcji jest w pełni zautomatyzowany. W elektrociepłowni zainstalowane są dwie turbiny gazowe z kotłami odzysknicowymi (43,4 Mwe każda) oraz jedna turbina parowa (44,8 Mwe), które pracują w technologii układu kombinowanego gazowo – parowego.

ENS posiada czterech podstawowych kontrahentów, determinujących jej przychody:

- a) GET EnTra sp. z o.o. (dawniej: Mercuria Energy Trading sp. z o.o.) – średnioterminowa umowa sprzedaży energii elektrycznej, która wygasa 31 grudnia 2015 roku, z opcją przedłużenia, która potem zostanie przejęta przez Polenergia Obrót;
- b) Zarządca Rozliczeń S.A. - na mocy Ustawy KDT Spółka otrzymuje środki na pokrycie kosztów osieroconych oraz środki na pokrycie kosztów gazu. Do obsługi systemu wsparcia powołana została spółka Zarządca Rozliczeń S.A.
- c) Zakłady Chemiczne „Organika - Sarzyna” S.A.: – długoterminowa umowa na dostawę energii ciepłej, która wygasa w 2020 roku.
- d) Zakład Gospodarki Komunalnej Nowa Sarzyna sp. z o.o. - długoterminowa umowa na dostawę energii ciepłej dla celów grzewczych, która wygasa w 2020 roku.

Grupa zakłada, że po 2020 roku (od momentu całkowitego zamortyzowania), ENS będzie technicznie zdolna do prowadzenia działalności operacyjnej co najmniej przez kolejne 15 lat. W tym okresie możliwe jest wykorzystanie elektrociepłowni w następujący sposób (wariantowo):

- jako źródło mocy bilansującej w ramach Grupy (jako wsparcie dla znacząco rozbudowanych mocy z farm wiatrowych),
- jako źródło mocy interwencyjnej i regulacyjnej dla krajowego systemu energetycznego,
- jako źródło służące do obrony i odbudowy Krajowego Systemu Energetycznego, lub
- nadal jako źródło energii wytwarzanej w trybie podstawowym.

Elektrociepłownia Zakrzów

EC Zakrzów znajduje się we Wrocławiu, zarządzana jest przez spółkę Interpep EC Zakrzów i powstała w 2000 roku w celu zaopatrywania Whirlpool w energię elektryczną i ciepłą. Na podstawie umowy długoterminowej zawartej ze spółką Whirlpool, Grupa wybudowała elektrociepłownię w systemie „pod klucz” wraz z niezbędną infrastrukturą (gazociąg i przyłącza). Całkowita moc zainstalowana dla EC Zakrzów wynosi 29 MWt energii ciepłej wytwarzanej w postaci gorącej wody. Paliwem wykorzystywanym przez EC Zakrzów do produkcji energii jest gaz ziemny, dostarczany przez PGNiG. Whirlpool jest jedynym odbiorcą energii produkowanej przez tę elektrociepłownię.

Elektrownia Mercury

Elektrownia Mercury znajduje się w Wałbrzychu i zarządzana jest przez spółkę Mercury Energia. Elektrownia została oddana do eksploatacji w lipcu 2006 r. Projekt realizowany jest w oparciu o umowę zawartą między Grupą i Wałbrzyskimi Zakładami Koksowniczymi Victoria na dostarczanie gazu koksowniczego i energii elektrycznej, obowiązującą do 31 grudnia 2021 roku.

W 2006 roku na terenie WZK Victoria Grupa wybudowała zespół energetyczny składający się z kotła gazowego i turbiny parowej o mocy ponad 8 Mwe. Zespół ten wytwarza energię elektryczną z gazu koksowniczego, będącego produktem ubocznym produkcji koksu przez WZK Victoria, a dotychczas spalane do atmosfery bez dalszego wykorzystania. Dzięki temu Grupa przyczynia się do ochrony środowiska, dostarczając jednocześnie tanią energię elektryczną swojemu partnerowi. Mercury Energia sprzedaje energię elektryczną do WZK Victoria oraz do EnergiaPro Gigawat - lokalnego dystrybutora energii.

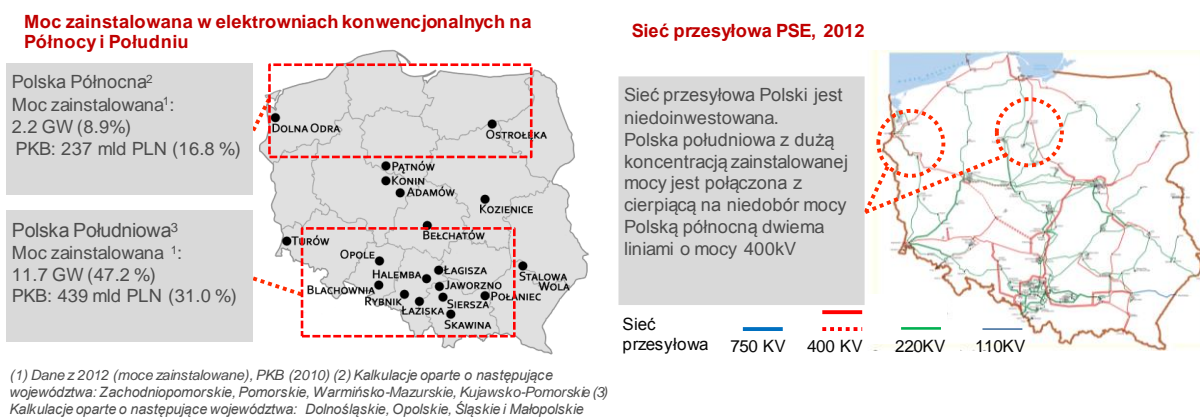
Obszar energii z węgla

Grupa rozwija projekt elektrowni opalanej węglem kamiennym zlokalizowanej w Polsce północnej, która docelowo ma się składać z dwóch bloków węglowych na parametry nadkrytyczne ok. 800 MWe każdy – projekt Elektrownia Północ. Elektrownia Północ to projekt przygotowania i wybudowania najnowocześniejszej w Polsce elektrowni zawodowej zasilanej węglem kamiennym (o szacunkowej sprawności ok. 45%). Projekt realizowany jest przez spółkę celową Polenergia Elektrownia Północ.

Biorąc pod uwagę, że zgodnie z polską Polityką Energetyczną węgiel pozostanie dominującym paliwem w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce, a jednocześnie wiele istniejących elektrowni zawodowych zmuszone będzie zamykać stare i wyeksploatowane bloki węglowe budowane w latach 60-tych i 70-tych, na polskim rynku już niedługo może zabraknąć nowych mocy węglowych.

Dodatkowo, przy wyborze lokalizacji obiektu analizowano sytuację energetyczną w poszczególnych regionach Polski i region pomorski został zidentyfikowany jako ten, w którym deficyt stabilnych mocy wytwórczych jest największy. Stąd podjęto decyzję o wyborze lokalizacji nowego obiektu w gminie Pelpin w województwie pomorskim.

Rys. 12 Lokalizacja Polenergii Elektrownia Północ na tle pozostałych konwencjonalnych bloków energetycznych w Polsce



Źródło: Spółka na podstawie danych GUS, PSE

Struktura projektu oparta będzie o wykonawcę w formule EPC, długoterminowy kontrakt na dostawy paliwa, długoterminową umowę na sprzedaż energii elektrycznej oraz bankowe finansowane dłużne w formule „project finance”.

Projekt posiada zabezpieczony grunt inwestycyjny (223 ha), uzyskane zostały decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach, oraz podpisana została umowa przyłączeniowa. Grupa przewiduje jednak iż nowe pozwolenie na budowę elektrowni zostanie wydane i stanie się ostateczne do końca 2015 roku. Grupa zawarła 20-letnią umowę na dostawę węgla kamiennego z Kopalnią Węgla Kamiennego Bogdanka we wschodniej Polsce oraz zamierza podpisać długoterminową umowę sprzedaży energii elektrycznej w celu umożliwienia finansowania projektu w formule „project finance”.

Grupa zawarła w dniu 5 grudnia 2013 roku z Grupą Alstom umowę na realizację pierwszego etapu inwestycji – na budowę pierwszego bloku o mocy 800 MWe dla Polenergii Elektrowni Północ. Zgodnie z umową moment rozpoczęcia prac jest uzależniony od decyzji Grupy.

Grupa zakłada sprzedaż projektu elektrowni węglowej w 2018 r., lecz w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje również możliwość kontynuacji budowy projektu po uzyskaniu uprzedniej zgody akcjonariuszy.

5.3 Segment – Przesył i Dystrybucja

Regulowana dystrybucja energii elektrycznej

Działalność Grupy w obszarze dystrybucji energii elektrycznej realizowana jest za pośrednictwem spółki Polenergia Dystrybucja. Zajmuje się ona poza obrotem energią elektryczną na terenie całej Polski, dystrybucją energii elektrycznej w oparciu o własną infrastrukturę energetyczną skoncentrowaną głównie w Warszawie i jej okolicach, na Pomorzu: w rejonie Gdańska oraz Gdyni jak również w Świnoujściu, Krakowie, Wrocławiu, Lesznie i Kościanie. Prowadzi również sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Rys. 13 Lokalizacja kluczowych aktywów dystrybucyjnych Grupy wraz z długością sieci



Źródło: Spółka

Grupa prowadzi działalność na mocy udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji na obrót oraz dystrybucję energii elektrycznej. Grupa kieruje swoją ofertę głównie do właścicieli centrów handlowych, budynków biurowych, budynków przemysłowych, obiektów magazynowych oraz developerów osiedli mieszkaniowych. Grupa na potrzeby zasilania swoich odbiorów współpracuje z lokalnymi Operatorami Systemów Dystrybucyjnych, kupując od nich usługę dystrybucji energii elektrycznej na wysokim bądź średnim napięciu a następnie dystrybuje ją swoimi sieciami.

Grupa posiada blisko 111 km sieci dystrybucyjnej i obsługuje ok. 8,3 tys. klientów końcowych. Wartość regulacyjna aktywów (RAB) wynosi 66 mln zł. Grupa dystrybuje poprzez własną sieć ok. 235 GWh energii elektrycznej rocznie. Grupa uwzględniła w 2014 roku w taryfie dystrybucyjnej zwrot RABu na poziomie 86%. Grupa szacuje, że do 2015 r. rozpozna w taryfie 100% zwrotu wynikającego z RABu, czyli 76 mln zł.

Regulowana dystrybucja gazu

Grupa prowadzi działalność w zakresie dystrybucji i sprzedaży gazu poprzez spółkę Polenergia Kogeneracja. Źródłem przychodów Grupy jest dystrybucja i sprzedaż gazu ziemnego na terenie miasta i gminy Tomaszów Mazowiecki, do zakładów produkcyjnych Ceramika Paradyż sp. z o.o. i Paradyż sp. z o.o.

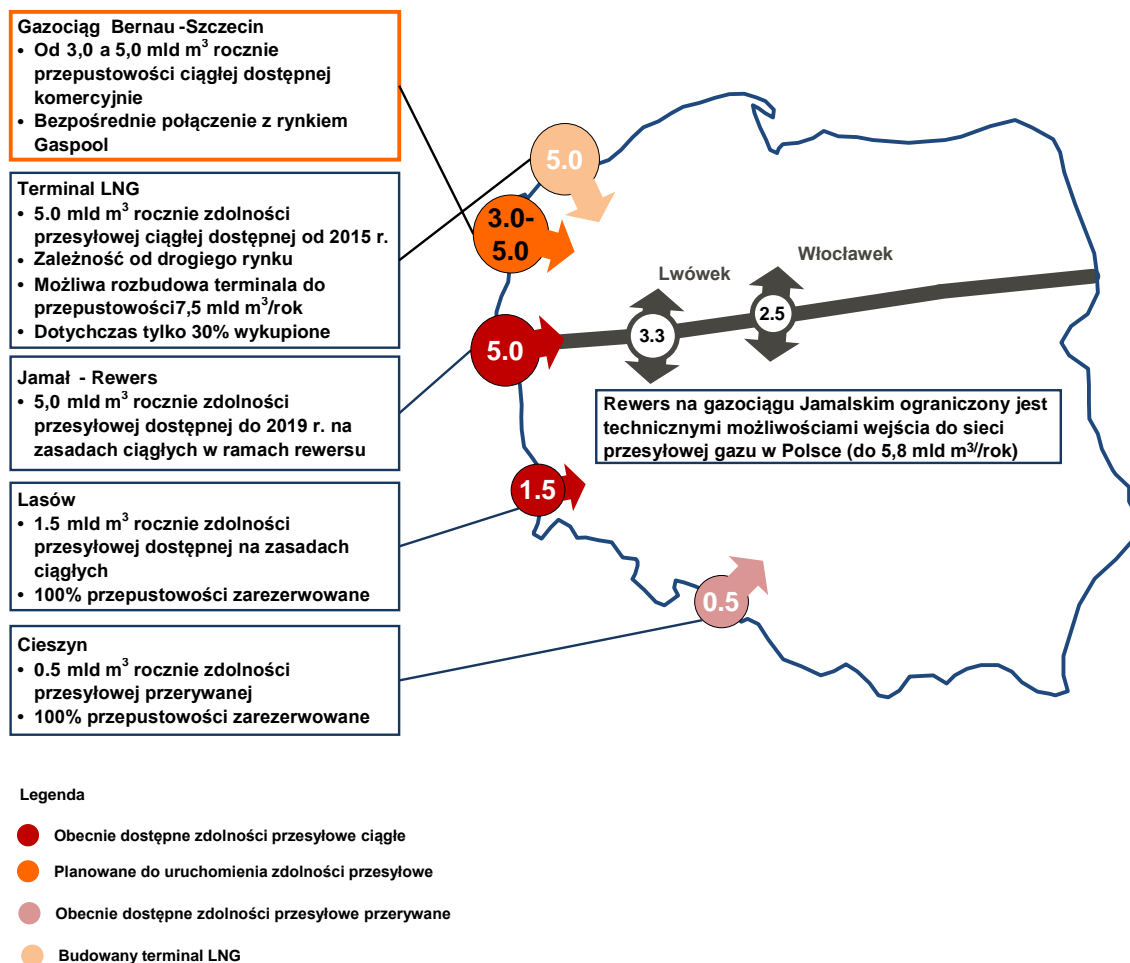
Przesył gazu ziemnego (działalność planowana)

Grupa rozważa budowę gazociągu Bernau - Szczecin łączącego systemy gazociągów Polski i Niemiec. Dzięki planowanej przepustowości do 3-5 mld m³ gazu rocznie będzie on stanowił realny element dywersyfikacji dostaw gazu do Polski pozwalając na import gazu z Niemiec jak również eksport gazu sprowadzonego do Polski za pośrednictwem budowanego obecnie gazoportu LNG w Świnoujściu.

Projekt interkonektora polega na wybudowaniu gazociągu łączącego systemy przesyłowe gazu w Polsce i w Niemczech a tym samym umożliwienie fizycznego przepływu gazu z Europy zachodniej na wschód. Dzięki temu odbiorcy gazu w Polsce (i potencjalnie w krajach sąsiadujących od wschodu i południa) będą mieli dostęp do niemieckiego rynku spotowego Gaspool i NCG. Umożliwi to zakup gazu po konkurencyjnych cenach i od różnych dostawców co znacznie poprawi bezpieczeństwo energetyczne klientów zapewniając dywersyfikację dostaw tego strategicznego surowca z różnych kierunków.

Polska posiada obecnie słabo rozwiniętą infrastrukturę do przesyłu gazu z systemami gazowniczymi Europy Zachodniej. Ponadto ponad zdecydowana większość polskiego importu gazu pochodzi z Rosji. Gazociąg Bernau-Szczecin znacząco powiększy Polską infrastrukturę do importu gazu z zachodu Europy i tym samym pozwoli na większą dywersyfikację dostaw. Ponadto projekt ten będzie wpisywał się w planowany i wymagany przez regulacje UE stopniowy proces liberalizacji rynku gazu w Polsce. Grupa ocenia, iż jest realne miejsce na rynku dla kolejnego interkonektora łączącego polski system gazowniczy z systemem gazowniczym Europy Zachodniej, którego beneficjentem mogłaby być nie tylko Polska, ale również kraje sąsiednie, takiej jak kraje bałtyckie, Ukraina, Litwa, Czechy i Słowacja.

Rys. 14 Dostępne i planowane zdolności przesyłowe gazu ziemnego z Niemiec do Polski



Źródło: Spółka

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.

Koncepcja Korytarza Północ-Południe jest największym projektem integrującym systemy energetyczne krajów Europy Centralnej, która swoim zasięgiem obejmuje Polskę, Czechy, Słowację, Węgry i Chorwację. Korytarz składa się z dwóch terminali LNG, wielu dwustronnych międzysystemowych połączeń gazowych oraz krajowych gazociągów, które już istnieją lub są na różnych etapach procesu inwestycyjnego. W długoterminowej perspektywie Korytarz ma umożliwić budowę w regionie jednolitego rynku gazu i wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne. W pierwotnych zamierzeniach jednym z nowych źródeł gazu dla regionu miał być Gazociąg Nabucco, ale jego przyszłość pozostaje niepewna.

Rys. 15 Gazociąg Bernau-Szczecin jako część Korytarza Północ-Południe



Źródło: Spółka

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;
- 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.

Ostateczna decyzja realizacji projektu gazociągu Bernau-Szczecin zależy od uzyskania przez Grupę określonych warunków jego realizacji i dalszej eksploatacji, które zapewnią zakładaną rentowność przedsięwzięcia.

Gazociąg będzie przebiegał od niemieckiego miasta Börnicke przez Schwennenz (na granicy państw) do miasta Police po polskiej stronie. Całkowita długość trasy gazociągu wynosić będzie ok 150 km. Projekt przewiduje wybudowanie gazociągu o średnicy DN 700 i ciśnieniu nominalnym PN 100 umożliwiającego przesył gazu w ilości 5 mld m³ rocznie.

Projekt posiada ważne pozwolenia na budowę obejmujące całą trasę po stronie niemieckiej i około 80% projektu po stronie polskiej oraz zabezpieczony dostęp do gruntów w około 50% Niemczech i w Polsce.

Wybudowanie gazociągu pozwoli Grupie na pozyskiwanie przychodów zarówno z tytułu przesyłu gazu (udostępnianie przepustowości w gazociągu) jak i z tytułu obrotu gazem (handel surowcem). Przesył gazu będzie realizowany przez Grupę po stronie niemieckiej. Po stronie polskiej zgodnie z projektem

nowego prawa gazowego, infrastruktura przesyłowa będzie własnością operatora przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.), który odpowiadał będzie również za przesył gazu.

Realizacja projektu uwarunkowana jest następującymi czynnikami:

- uzyskaniem warunków przyłączeniowych do istniejących sieci gazowych w Polsce i w Niemczech gwarantujących udostępnienie możliwości przesyłu gazu w ilości min 3 mld m³/rok od sierpnia 2015;
- uzyskaniem zwolnień z obowiązków regulacyjnych zarówno w Polsce jak i w Niemczech;
- uzyskaniem w procedurze Open Season wiążących zobowiązań klientów na przesył gazu w ilościach zapewniających uzyskanie zwrotu z inwestycji.

Obecnie Grupa jest w zaawansowanym stadium uzyskiwania administracyjnych zgód i zezwoleń stanowiących warunek wykonalności projektu i umożliwiających osiągnięcie oczekiwanej stopy zwrotu z inwestycji. Po stronie polskiej spółka PPG Polska sp. z o.o. uzyskała już koncesję w zakresie obrotu paliwami gazowymi ważną do dnia 31 grudnia 2030 r. Dla niemieckiego odcinka gazociągu. Grupa stara się o zwolnienie z wybranych zasad dotyczących obowiązku rozdzielania działalności przesyłowej i handlowej (ang. unbundling), konieczności zapewnienia dostępu stron trzecich do sieci (ang. Third Parties Access) oraz obowiązku przedstawiania taryfy do zatwierdzenia. Grupa planuje również rozpoczęcie procedury przetargu na moce przesyłowe tego interkonektora (ang. open season) celem określenia zapotrzebowania na gaz, jaki ma być dostarczany za jego pośrednictwem na bazie umów trwających około 15-20 lat.

Grupa prowadzi starania w celu możliwości rozpoczęcia prac budowlanych w 2017 roku oraz rozpoczęcia działalności operacyjnej w 2020 roku. Zakładany okres amortyzacji taryfowej projektu wynosi 20 lat.

5.4 Segment – Handel hurtowy i Sprzedaż

Hurtowy obrót energią elektryczną

Grupa poprzez spółkę Polenergia Obrót prowadzi działalność w obszarze hurtowego obrotu energią elektryczną na terenie Polski. W przyszłości działalność może zostać rozszerzona na Niemcy oraz również inne rynki geograficzne. Działalność obrotowa koncentruje się na fizycznym handlu i dostawach energii elektrycznej i prowadzona jest w oparciu o zawarte umowy (głównie ramowe) z podmiotami zewnętrznymi jak i należącymi do Grupy.

Spółka prowadzi swoją działalność głównie w oparciu o:

- odbiór energii elektrycznej od spółek należących do Grupy i sprzedaż ich na rynku,
- handel hurtowy oparty o transakcje otwierane i zamykane na rynku (prop trading - handel na własne ryzyko).

Kontraktacja energii elektrycznej na potrzeby podstawowej działalności spółki ma miejsce zarówno na rynku giełdowym jak i pozagiełdowym (transakcje bilateralne OTC). Od października 2013 r. spółka bezpośrednio uczestniczy w obrocie giełdowym będąc pełnoprawnym członkiem Towarowej Giełdy Energii S.A. z siedzibą w Warszawie.

Obrót certyfikatami (świadectwami pochodzenia energii odnawialnej)

Grupa za pośrednictwem Polenergia Obrót prowadzi działalność w zakresie zarządzania i obrotu prawami majątkowymi ze źródeł odnawialnych (zielone certyfikaty), w tym m.in. w ramach wsparcia dla podmiotów z Grupy. Spółki zajmują się również obrotem certyfikatami kogeneracyjnymi.

Spółka prowadzi swoją działalność głównie w oparciu o:

- odbiór certyfikatów z projektów należących do Grupy i sprzedaż ich na rynku,
- zakup certyfikatów w kontraktach długoterminowych od podmiotów zewnętrznych i ich sprzedaż na rynku,

- zarządzanie portfelem sprzedażowym certyfikatów na rzecz spółek z Grupy (działalność agencyjna).

Handel gazem

Działalność w tym zakresie prowadzona jest obecnie przez Polenergia Kogeneracja, a także będzie prowadzona przez Polenergia Obrót.

Działalność Polenergia Obrót będzie prowadzona w Polsce i w dalszej kolejności w Niemczech. Polenergia Obrót uzyskała decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesję na obrót paliwami gazowymi (13.02.2014 r.) oraz koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (27.05.2014 r.).

6. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w rocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym.

Sprawozdanie jednostkowe Spółki nie daje pełnego obrazu działalności całej Grupy Kapitałowej.

W sprawozdaniu jednostkowym Spółki nie został wyłączony wpływ transakcji między spółkami Grupy. Z tego powodu analiza podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych na poziomie jednostkowego sprawozdania finansowego nie jest miarodajna. Szczegółowa analiza wielkości ekonomiczno-finansowych obrazująca rzeczywiste wyniki działalności Grupy przedstawiona jest w Sprawozdaniu Zarządu z Działalności Grupy Kapitałowej.

Kluczowe wielkości ekonomiczno-finansowe osiągnięte przez emitenta przedstawia poniższa tabela:

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe	Okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2014	Okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2013	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	20,6	62,9	(42,3)
EBITDA	-7,9	-6,3	(1,6)
Zysk Netto	-16,1	-12,8	(3,3)
Zysk Netto z eliminacją efektu różnic kursowych	(16,1)	(12,7)	(3,4)

Wpływ na wyniki osiągnięte za rok zakończony 31 grudnia 2014 roku w porównaniu do wyników osiągniętych w 2013 roku miały następujące czynniki:

- a) Na poziomie EBITDA (spadek o 1,6 mln PLN w stosunku do 2013 roku)
 - Ujęcie w 2013 roku jednorazowego wyniku związanego ze sfinalizowaniem umowy na leasing turbiny (wynik 2014 gorszy o 1,4 mln PLN),
 - Wyższe rezerwy na urlopy (0,8 mln PLN),
 - Niższe w stosunku do 2013 roku koszty związane z aktualizacją wartości aktywów (o 0,7 mln PLN),
 - Pozostałe (wynik gorszy o 0,1 mln PLN).
- b) Na poziomie Zysku Netto (spadek o 3,3 mln PLN w stosunku do 2013 roku):
 - Wpływ EBITDA (wynik gorszy o 1,6 mln PLN niż w 2013 roku),

- Wyższa amortyzacja (o 0,3 mln PLN),
- Wyższe przychody z tytułu dywidend od spółek zależnych (o 6,9 mln PLN),
- Wyższe przychody z tytułu odsetek oraz poręczeń i gwarancji (o 1,2 mln PLN),
- Wyższe koszty finansowe z tytułu odsetek i prowizji (do jednostek powiązanych) - o 3,9 mln PLN,
- Brak przychodów z tytułu sprzedaży udziałów (w 2013 wpływ na wynik o 3,7 mln PLN),
- Wyższe koszty finansowe z tytułu odpisów aktualizujących wartość udziałów (o 3,9 mln PLN),
- Korzystny wpływ podatku dochodowego (o 1,8 mln PLN),
- Niższe pozostałe koszty finansowe (poprawa o 0,1 mln PLN).

PERSPEKTYWY ROZWOJU

Kluczowe z punktu widzenia Emitenta jest efektywne zarządzanie i nadzór nad operującymi aktywami oraz powodzenie realizacji developowanych w ramach Grupy projektów inwestycyjnych.

Farmy wiatrowe on-shore

W roku 2014 Spółka, tak jak w okresach poprzednich, koncentrowała swoje wysiłki na rozbudowie portfela farm wiatrowych.

Całkowite portfolio projektów w fazie developmentu wynosi obecnie ok. 1,000 MW, których ukończenie planowane jest na lata 2014-2021. W chwili obecnej projekty o łącznej mocy 95,8 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową, warunki przyłączenia i pozwolenia na budowę, projekty o łącznej mocy 382,32 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową oraz warunki przyłączenia, projekt o łącznej mocy 51 - miejscowy plan zabudowy i warunki przyłączenia, projekt o łącznej mocy 69 MW - miejscowy plan zabudowy, projekt o mocy 9 MW - warunki przyłączenia i decyzję środowiskową, projekt o mocy 18 MW - warunki przyłączenia.

W 3 kwartale rozpoczęto budowę farmy wiatrowej Skurpie o mocy 37 MW. W szczególności, w dniu 24 lipca 2014 roku podpisano z Siemens Sp. z o.o. umowę dostawy i instalacji turbin wiatrowych dla tej instalacji. Ponadto, w dniu 29 lipca 2014 roku podpisano z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju („EBRD”) oraz Bankiem Ochrony Środowiska S.A. („BOŚ”) dokumentację dotyczącą przystąpienia BOŚ do umowy kredytu z dnia 4 października 2013 roku. EBRD oraz BOŚ udzieliły kredytu na finansowanie budowy farmy wiatrowej Skurpie w kwocie nie większej niż 271,4 mln zł. Uruchomienie finansowania uwarunkowane jest spełnieniem przez kredytobiorców oraz Spółkę warunków zawieszających.

W 3 kwartale w fazę rozruchu weszła farma wiatrowa Rajgród o mocy 25,3MW. Jej formalne oddanie do użytkowania nastąpiło w październiku 2014 roku. W październiku rozpoczęto rozruch farmy wiatrowej Gawłowice o mocy 41,4MW, a jej oddanie do użytkowania nastąpiło w grudniu 2014.

W dniu 7 stycznia 2015 roku zawarto z Siemens Sp. z o.o. aneks do umowy dostawy i instalacji dotyczący poszerzenia zakresu prac dla FW Skurpie o dostawę i instalację dodatkowych 3 turbin wiatrowych o mocy 2,3 MW każda (łącznie 6,9 MW). W wyniku realizacji Aneksu moc zainstalowana Farmy Wiatrowej Skurpie osiągnie z końcem 2015 roku 43,7 MW.

W dniu 9 lutego 2015 roku zawarto z Vestas-Poland Sp. z o.o. umowę dostawy i instalacji turbin wiatrowych oraz umowę na serwis i dostępność turbin wiatrowych dla farmy wiatrowej Mycielín (48 MW).

W dniu 11 lutego 2015 roku zawarto umowę z konsorcjum spółek Erbud S.A. oraz Przedsiębiorstwo Budownictwa Drogowo-Inżynieryjnego S.A. w zakresie budowy farmy wiatrowej Mycielin.

W dniu 6 marca 2015 roku zawarto z EBRD oraz BOŚ aneks do dokumentacji finansowej z dnia 4 października 2013 roku. Na jego podstawie wartość udzielonego przez EBRD finansowania uległa zwiększeniu o kwotę 32,2 mln złotych, a wartość finansowania udzielonego przez BOŚ uległa zwiększeniu o kwotę 26,3 mln złotych. Finansowanie zostanie przeznaczone na rozbudowę projektów Gawłowice i Skurpie (2 * 6,9 MW).

Ponadto, bliski finalizacji jest proces pozyskania finansowania dla kolejnych projektów o łącznej mocy 100 MW (nowe projekty)..

Development morskich farm wiatrowych

Grupa planuje realizację dwóch morskich farm wiatrowych (Bałtyk Środkowych II i Bałtyk Środkowy III) zlokalizowanych na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 1.200 MWe, w tym 600 MWe do roku 2022, oraz 600 MWe do roku 2026.

Projekt budowy morskich farm wiatrowych ma charakter długoterminowy (uruchomienie pierwszej morskiej farmy wiatrowej planowane jest na rok 2022). Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem przy sprzedaży 50% udziałów po uzyskaniu wszystkich niezbędnych pozwoleń (projekt gotowy do budowy). Możliwa jest także sprzedaż 100% udziałów pozwalająca na zwiększenie wypłat dywidend dla akcjonariuszy.

Budowa gazociągu Bernau - Szczecin

Grupa rozważa budowę gazociągu Bernau - Szczecin łączącego systemy gazociągów Polski i Niemiec. Dzięki planowanej przepustowości 3-5 mld m³ gazu rocznie będzie on stanowił realny element dywersyfikacji dostaw gazu do Polski pozwalając na import gazu z Niemiec jak również eksport gazu sprowadzonego do Polski za pośrednictwem budowanego obecnie gazoportu LNG w Świnoujściu.

Szacunkowy termin rozpoczęcia działalności operacyjnej tej inwestycji to 2020 rok.

Rozwój projektu Elektrowni Północ

Grupa rozwija projekt budowy elektrowni opalanej węglem kamiennym zlokalizowanej w północnej Polsce, która docelowa ma posiadać dwa bloki energetyczne do ok. 800 MWe każdy – projekt Elektrownia Północ.

Grupa zakłada sprzedaż elektrowni węglowej w 2018 r. lecz w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy.

Elektrownia biomasowa

W zakresie rozwoju outsourcingu i wytwarzania energii w oparciu o biomasę, Grupa Polenergia przygotowuje do realizacji projekt budowy i eksploatacji elektrowni biomasowej o mocy 30 MW, przyłączonej do sieci energetycznej. Wybrano lokalizację obiektu. Uzyskano decyzję środowiskową, warunki przyłączenia do sieci oraz prawomocne pozwolenie na budowę. Obecnie trwają negocjacje umowy przyłączeniowej.

Projekt będzie realizowany w przypadku wygrania aukcji w nowym systemie wsparcia zgodnie z założeniami Ustawy OZE.

Szczegółowe informacje dotyczące realizowanych projektów inwestycyjnych znalazły się w punktach 1 i 4.

7. Charakterystyka struktury aktywów i pasywów bilansu, w tym z punktu widzenia płynności emitenta

	Nazwa	Opis	Wartość
1	Rentowność kapitału własnego	wynik finansowy netto	-1,8%
		średnioroczny stan kapitału własnego	
2	Rentowność netto sprzedaży	wynik finansowy netto	-78,2%
		przychody ze sprzedaży	
3	Płynność - wsk. płynności I	majątek obrotowy ogółem	1,05
		zob. krótkoterminowe	
4	Szybkość obrotu należności (w dniach)	średnioroczny stan należności z tytułu dostaw i usług x 365 dni	408 dni
		przychody ze sprzedaży produktów, towarów	
5	Obciążenie majątku zobowiązaniami	(suma pasywów - kapitał własny)	17,9%
		suma aktywów	

8. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń, z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony

Ryzyka związane z otoczeniem, w jakim działa Grupa Polenergia S.A.

Ryzyko konkurencji

Ze względu na wynikający z obowiązujących uregulowań prawnych systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię wyprodukowaną ze źródeł odnawialnych oraz oczekiwaną implementację systemu aukcyjnego dla nowych mocy OZE należy spodziewać się wzrostu konkurencji w tym segmencie rynku. Grupa Kapitałowa Polenergia prowadzi działalność w zakresie operowania farmami wiatrowymi i jest w trakcie developmentu i budowy kolejnych farm wiatrowych. Ze względu na ograniczenia klimatyczne i środowiskowe Polski, właśnie to źródło, poza spalaniem biomasy, postrzegane jest jako dające największe możliwości produkowania energii „zielonej” w Polsce. Jest prawdopodobne, że dalszymi inwestycjami w budowę farm wiatrowych zainteresowane będą zachodnioeuropejskie i amerykańskie firmy posiadające doświadczenie w tej dziedzinie zdobyte na innych rynkach.

Niezwykle istotna dla opłacalności inwestycji w produkcję energii wiatrowej jest odpowiednia lokalizacja obiektów, stąd inwestycje w minionych latach w portfel projektów oraz rozbudowa w ramach własnej struktury organizacyjnej zespołu developmentu projektów wiatrowych.

Grupa Polenergia zdobyła unikalne w Polsce doświadczenie w realizacji projektów outsourcingowych obejmujące zarówno przygotowywanie, jak i wdrażanie optymalnych dla klienta rozwiązań technologicznych oraz konstruowanie odpowiednich struktur prawnych, podatkowych i finansowych, co daje jej istotną przewagę konkurencyjną. Ponadto, Grupa Polenergia przykłada dużą wagę do dbałości o najwyższą jakość świadczonych usług, systematycznego podnoszenia kwalifikacji w zakresie nowoczesnych technologii oraz doskonalenia metod zarządzania.

W przypadku działalności związanej z produkcją peletu i wytwarzaniem energii elektrycznej z biomasy, Grupa może być zmuszona do konkurencji z innymi podmiotami o surowce pochodzenia rolniczego i leśnego wykorzystywane w ww. działalności. Ze względu na fakt, że podaż surowców pochodzenia rolniczego i leśnego ma swoje ograniczenia, nie można wykluczyć sytuacji w której podaż tych surowców doprowadzi do wzrostu ich cen lub pojawienia się ich niedoborów.

Ryzyko związane z koniunkturą gospodarczą w Polsce

Na realizację założonych przez Grupę Polenergia celów strategicznych oraz na planowane wyniki finansowe wpływają między innymi czynniki makroekonomiczne, niezależne od działań spółek wchodzących w jej skład. Do czynników tych zaliczyć można poziom produktu krajowego brutto, wskaźnik inflacji, ogólną kondycję polskiej gospodarki, zmiany legislacyjne. Niekorzystne zmiany wskaźników makroekonomicznych lub regulacji prawnych mogą wpłynąć na zmniejszenie planowanych przychodów Grupy Polenergia lub na zwiększenie kosztów jego działalności.

Ryzyko zmiany kursów walutowych

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania Grupa nie posiada istotnych umów sprzedaży zakładających płatności w EUR.

Ryzyko walutowe w Grupie sprowadza się do ryzyka związanego z wahaniami kursu euro w odniesieniu do otwartej pasywnej pozycji walutowej w ramach: lokat bankowych, zobowiązań inwestycyjnych oraz zaciągniętych kredytów inwestycyjnych.

Natomiast spółki z Grupy Polenergia nie stosują metod zabezpieczeń dla eliminacji niepieniężnych różnic powstałych z wyceny do wartości aktywów i zobowiązań niepieniężnych wyrażonych w walucie obcej na dzień bilansowy. Oszacowana przez Polenergia wrażliwość wyniku finansowego brutto (w związku ze zmianą wartości godziwej aktywów i zobowiązań pieniężnych) na racjonalnie możliwe wahania kursu EUR przy założeniu niezmienności innych czynników została przedstawiona w nocie 39 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ryzyko zmiany stóp procentowych

Udział długu w strukturze finansowania Grupy Kapitałowej jest wysoki. Zgodnie ze strategią Grupy Polenergia, zakładającą maksymalizację stopy zwrotu z kapitału własnego, przygotowywane projekty w ponad 50% finansowane są długiem. W myśl postanowień umów kredytowych zawartych przez poszczególne podmioty z Grupy Kapitałowej, odsetki należne z tytułu udzielonych kredytów ustalane są w oparciu o zmienne stopy procentowe. Znaczny wzrost rynkowych stóp procentowych ponad wartości prognozowane przez Grupę Polenergia i uwzględnione w budżetach projektów może mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe osiągnięte przez Grupę. Grupa Polenergia ma świadomość istnienia takiego ryzyka i stara się mu przeciwdziałać oraz zapobiegać ewentualnym, negatywnym skutkom poprzez ciągły monitoring sytuacji na rynku pieniężnym, efektywne zarządzanie finansami, a także wprowadzanie do umów zawieranych z klientami zapisów przewidujących partycypację klienta w ryzyku stopy procentowej. Jednocześnie Grupa na bieżąco analizuje poziom rynkowych stóp procentowych i dopuszcza możliwość zabezpieczenia poziomu stóp procentowych celem ograniczenia kosztów obsługi posiadanych zobowiązań finansowych - w sytuacji gdy takie rozwiązanie będzie atrakcyjne i zagwarantuje oczekiwany zwrot na realizowanych projektach.

Ryzyko wahań cen surowców i dostępności surowców wykorzystywanych w procesie produkcji

Obecnie Polenergia oraz członkowie jej Grupy Kapitałowej wykorzystują do produkcji energii elektrycznej i ciepła następujące surowce energetyczne: gaz ziemny, gaz koksowniczy. Ponadto do produkcji peletu wykorzystywana jest biomasa rolnicza.

Grupa Polenergia wykorzystuje gaz ziemny w produkcji ciepła oraz energii elektrycznej w ENS oraz EC Zakrzów. Głównymi dostawcami paliwa gazowego w Polsce są spółki z grupy PGNiG, a paliwo to w przeważającej mierze pochodzi z importu z Rosji oraz w mniejszym stopniu wydobywane przez PGNiG. Ewentualne problemy PGNiG z dostarczeniem paliwa gazowego w ilości niezbędnej do pokrycia istniejącego zapotrzebowania mogą doprowadzić do ograniczenia dostaw paliwa gazowego do odbiorców. W takim przypadku Grupa Polenergia może nie wywiązać się z zobowiązania dostawy ciepła dla swojego kontrahenta.

Ryzyko ograniczenia dostaw jest minimalne, natomiast w związku z zapowiadającym uwolnieniem cen gazu spodziewane jest zwolnienie PGNiG z obowiązku taryfowania cen dla odbiorców powyżej 2,5 mln m³. Dotyczyć będzie to ENS i EC Zakrzów. Dzięki wprowadzonej zasadzie TPA

(third party access) spółki z Grupy Kapitałowej mają możliwość pozyskiwania gazu ziemnego z innych źródeł niż PGNIG. Po uwolnieniu, spodziewany jest spadek cen dla odbiorców przemysłowych analogicznie do rynku energii elektrycznej. W przypadku zmian cen występuje minimum 30-45 dniowa inercja w procesie dostosowania taryfy na sprzedaż ciepła.

Ponadto Grupa poprzez spółkę Polenergia Kogeneracja dystrybuje gaz ziemny na potrzeby zakładów Ceramika Paradyż i Paradyż w Tomaszowie Mazowieckim. Stąd zmiany cen pozyskiwanego gazu ziemnego zmieniają w krótkim terminie marżę osiąganą na sprzedaży do klientów. Jednakże obowiązek przedkładania taryf na dystrybucję i sprzedaż gazu ziemnego ograniczają zmienność marży realizowanej przez Polenergia Kogeneracja.

Grupa wykorzystuje gaz koksowniczy w produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Mercury. Dostawcą gazu koksowniczego jest WZK Victoria. Ze względu na możliwe wahania ilości dostarczanego gazu koksowniczego, wynikające z uwarunkowań technicznych (produkcja gazu koksowniczego jest proporcjonalna do produkcji koksu), istnieje ryzyko występowania wahań dostępnych ilości tego surowca, co ma wpływ na wielkość produkcji energii i tym samym wyniki finansowe Grupy.

Grupa PEP Biomasa Energetyczna Północ (GPBE), Grupa PEP Biomasa Energetyczna Południe (GPBEP) oraz Grupa PEP Biomasa Energetyczna Wschód (GPBEW) – spółki zależne od Polenergia S.A., produkują pellet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki. Pellet produkowany jest ze słomy zbożowej, kukurydzianej i rzepakowej. Głównymi dostawcami są gospodarstwa rolne zlokalizowane wokół zakładów produkcyjnych. Na wielkość i cenę dostaw słomy negatywnie mogą wpłynąć wielkość zbiorów zbóż, kukurydzy i rzepaku oraz warunki pogodowe.

Grupa Kapitałowa Polenergia zabezpiecza się przed wystąpieniem tego ryzyka prowadząc dokładne badania i analizy dostępności słomy na lokalnych rynkach rolniczych i dywersyfikując źródła dostaw. Dodatkowo Spółki wprowadzają formuły cenowe na dostawy pelletu dla swoich odbiorców, które zakładają, że cena pelletu będzie uzależniona zarówno od ceny słomy, jak i od wysokości wskaźnika inflacji.

Polenergia S.A. oraz spółki z Grupy Kapitałowej stosują mechanizmy mające chronić przed negatywnymi następstwami związanymi z wahaniami cen wykorzystywanych surowców naturalnych. Co do zasady ceny sprzedawanej energii elektrycznej i ciepłej oraz paliwa z biomasy rolniczej powiązane są z cenami gazu ziemnego i słomy. Nie można jednak wykluczyć, iż mimo zastosowania mechanizmów ochronnych, wahania cen tych surowców mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe Polenergia S.A. i Grupy Kapitałowej.

Ryzyko związane z polskim rynkiem energii

Rynek energii w Polsce jest rynkiem regulowanym jedynie częściowo. Podczas gdy rynek ciepła jest rynkiem regulowanym, rynki energii elektrycznej i gazu są rynkami jedynie częściowo kontrolowanym przez powołane do tego organy władzy państwowej. Organem takim jest w szczególności Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – centralny organ administracji rządowej powoływany przez Prezesa Rady Ministrów. Z mocy Prawa Energetycznego jest on właściwy do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy m.in. udzielanie, zmiana i cofanie koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, obrót i dystrybucję paliw oraz energii, jak również kontrolowanie wykonywania przez podmioty podlegające zakresowi regulacji Prawa Energetycznego, obowiązków wynikających z tegoż aktu normatywnego i aktów wykonawczych. Do uprawnień Prezesa URE należy także uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, rozstrzyganie sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy tymi przedsiębiorstwami i odbiorcami, a także zatwierdzanie i kontrolowanie taryf przedsiębiorstw energetycznych pod kątem ich zgodności z zasadami określonymi w odpowiednich przepisach, w szczególności z zasadą ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Prezes URE ma także prawo nakładać kary na przedsiębiorstwa koncesjonowane, w tym znaczące kary pieniężne. Spółka nie może zatem wyłączyć definitywnie ryzyka, iż Prezes URE wykorzysta swoje uprawnienia w stosunku do Polenergii i jej Grupy Kapitałowej w sposób dla nich niekorzystny. Spółka niweluje jednakże to

ryzyko dokładając wszelkich starań, aby jego działalność zgodna była z obowiązkami wynikającymi z Prawa Energetycznego i aktów wykonawczych do tejże ustawy.

Z uwagi na znaczny stopień wdrożenia mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym, przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej są zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, przy czym nadal istnieje obowiązek taryfowania energii elektrycznej dostarczanej do gospodarstw domowych. Podkreślić jednakże należy, iż taryfy na energię elektryczną produkowaną przez Grupę Kapitałową Polenergia, z uwagi na sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu oraz do odbiorców przemysłowych nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W tym miejscu podkreślić należy, iż przepisy Prawa Energetycznego w obecnym brzmieniu, co do zasady, zapewniają pokrywanie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności.

Ewentualne zmiany mogą okazać się niekorzystne dla Grupy Kapitałowej, jednakże Polenergia ma bardzo ograniczone możliwości realnego wpływu na decyzje podejmowane na szczeblu wspólnotowym i ogólnopolskim w powyższym zakresie.

Ryzyko zatwierdzenia taryfy na ciepło przez Prezesa URE

Spółki Grupy Polenergia wytwarzające ciepło zobowiązane są do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży ciepła. Zgodnie z przepisami prawa taryfa powinna zapewniać pokrycie planowanych uzasadnionych kosztów wytworzenia ciepła w danym okresie taryfowym oraz zwrot na kapitale. Zatwierdzanie taryf przez Prezesa URE ma na celu ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen ciepła. W praktyce taryfa kalkulowana jest przez Prezesa URE przy przyjęciu pewnych założeń, które mogą odbiegać od rzeczywistych kosztów działalności spółek Grupy Polenergia. W konsekwencji istnieje ryzyko zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy, która nie zapewni producentowi ciepła odpowiednio wysokiego wynagrodzenia na kapitale, a potencjalnie nawet pokrycia kosztów wytworzenia ciepła. Istnieje także ryzyko opóźnienia zatwierdzenia taryfy na nowy okres taryfowy, co w konsekwencji oznacza, że producent stosuje taryfę obowiązującą w okresie poprzednim, która może nie zapewniać odpowiedniego zwrotu na kapitale. Ziszczenie się powyższego ryzyka może skutkować osiągnięciem przez Grupę Polenergia wyników gorszych niż oczekiwane.

Ryzyko związane z taryfą na ciepło dotyczy wyłącznie EC Zakrzów. Ryzyko związane z taryfą na dystrybucję gazu ziemnego dotyczy Polenergii Kogeneracja. Wpływ ziszczenia się tych ryzyk na wyniki Grupy Polenergia jest ograniczony z uwagi na relatywnie niewielki udział marży EBIDTA na sprzedaży ciepła z EC Zakrzów oraz marży EBIDTA na dystrybucji gazu w Polenergii Kogeneracja w łącznych przychodach Grupy.

Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym

Działalność spółek z Grupy podlega licznym regulacjom krajowym, unijnym oraz międzynarodowym. Przepisy, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie, interpretacje, wytyczne itp., mające zastosowanie do prowadzonej przez Grupę działalności, podlegają częstym zmianom (Prawo Energetyczne wraz ze stosownymi aktami wykonawczymi podlegało istotnym zmianom kilkadziesiąt razy od czasu jego przyjęcia w 1997 roku). Szereg przepisów mających zastosowanie do działalności Grupy, zostało uchwalonych stosunkowo niedawno i nie wykształciła się praktyka w zakresie ich stosowania (co może powodować ryzyko niewłaściwej ich interpretacji i stosowania).

Istotne dla działalności Grupy są również decyzje podejmowane przez odpowiednie organy administracji, w szczególności Prezesa URE, które cechują się dużą uznaniowością i są często przedmiotem sporów sądowych. Grupę obciąża ryzyko niedostosowania prowadzonej działalności do zmieniających się przepisów i regulacji, ze wszystkimi tego konsekwencjami, oraz wydawania nowych przepisów zakładających ograniczenie systemu wsparcia dla dotychczas rozwijanych w Polsce technologii.

Uchwalona przez Sejm, przekazana do dalszych prac w Senacie (Senat zgłosił poprawki) oraz oczekująca na podpis Prezydenta Ustawa o odnawialnych źródłach energii . wprowadza szereg zmian w zakresie systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii w stosunku do obecnie obowiązujących regulacji zarówno dla już istniejących, jak i planowanych źródeł OZE. Projektowane zmiany mogą okazać się niekorzystne dla inwestorów, w tym Grupy, realizujących

inwestycje w obszarze odnawialnych źródeł energii. Zmiany te w przypadku istniejących obecnie źródeł OZE obejmują m.in.:

- Ustalenie okresu wsparcia w formule zielonych certyfikatów do 15 lat, liczonych od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii, za którą przyznane było świadectwo pochodzenia;
- usunięcie mechanizmu waloryzacji wartości opłaty zastępczej (determinującej rynkową wartość zielonych certyfikatów) wskaźnikiem inflacji – a tym samym zmniejszenie strumienia przychodów z tytułu sprzedaży zielonych certyfikatów;
- możliwość bieżącego sterowania poziomem obowiązku OZE (kreującym popyt na zielone certyfikaty) w zależności od m.in. dotychczasowego wykonanie udziału energii elektrycznej i paliw pozyskiwanych z odnawialnych źródeł energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie oraz wysokości ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Projekt ustawy zakłada, że w przypadku nowych źródeł OZE zbudowanych po 1 stycznia 2016 r., zastosowanie znajdą wskazanie poniżej regulacje :

- konieczność uczestniczenia w aukcjach, w których poziom przyznanego wsparcia będzie zależał w dużej mierze od konkurencji na rynku OZE;
- aż 25% ilości energii z OZE podlegającej wsparciu będzie musiała pochodzić z małych źródeł do 1 MW;
- projektowane zapisy mogą dyskryminować źródła o stopniu wykorzystania zainstalowanej mocy poniżej 4000 MWh/MW/rok, co dotyczy w szczególności energetyki wiatrowej.

Wskazać należy, że, co do zasady, wejście w życie Ustawy OZE, będzie miało korzystny wpływ na działalność Spółki. W szczególności wynikać to będzie z zakończenia okresu tzw. niepewności regulacyjnej. Z uwagi jednak na to, że wspomniana ustawa zawiera opisane powyżej regulacje, konieczne będzie podjęcie przez Spółkę szeregu działań mających na celu dostosowanie się do nowego otoczenia regulacyjnego. Nie można też wykluczyć, że wprowadzone zmiany mogą, w pewnych obszarach, spowodować obniżenie zakładanych zwrotów z inwestycji o odnawialne źródła energii.

Ryzyko nadpodaży na rynku zielonych certyfikatów i kształtowania się ich cen rynkowych

Obowiązujący w Polsce system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii opiera się w głównej mierze na systemie tzw. zielonych certyfikatów, czyli zbywalnych praw majątkowych przyznawanych wytwórcom za wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Popyt na zielone certyfikaty zapewniają podmioty (głównie sprzedawcy energii elektrycznej do odbiorców końcowych), które zgodnie z Prawem Energetycznym mają obowiązek umorzenia określonej liczby zielonych certyfikatów bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej. Umorzenie zielonych certyfikatów jest przy tym rozwiązaniem, co do zasady, bardziej korzystnym ponieważ uprawnia dodatkowo do odliczenia akcyzy, z której energia odnawialna jest zwolniona (tj. odliczenia obecnie 20 zł/MWh). Jeżeli zielonych certyfikatów jest na rynku mniej niż wynikałoby to z obowiązku ich umorzenia bądź uiszczenia opłaty zastępczej, to rynkowa wartość takich zielonych certyfikatów jest zbliżona do wartości opłaty zastępczej, a nawet może ją przewyższać. Zgodnie z naszymi przewidywaniami w 2014 r. utrzymywała się nadpodaż zielonych certyfikatów, co kształtowało ich rynkową cenę znacznie poniżej ustalonej przez Prezesa URE opłaty zastępczej wynoszącej 300,03 zł. Obecnie cena rynkowa zielonych certyfikatów ustabilizowała się w okolicach 155 zł/MWh, co jest szacowaną przez nas średnią graniczną ceną zielonych certyfikatów dla zachowania opłacalności spalania i współspalania biomasy. W przypadku wejścia w życie mechanizmów ograniczających podaż zielonych certyfikatów zawartych w ustawie OZE, można się spodziewać stopniowego wzrostu cen zielonych certyfikatów do okolic 75% wartości opłaty zastępczej, czyli do 225,00 zł/MWh.

Ryzyko projektowanych zmian prawa zakładających ograniczenie systemu wsparcia dla technologii współspalania

Jednym z obszarów działalności spółek z Grupy jest skup i przetwórstwo biomasy w celu jej dalszego sprzedania. Popyt na biomasę sprzedawaną przez Grupę wynika z obecnie obowiązującego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, który promuje m.in. technologie

współspalania węgla i biomasy, przyznając przedsiębiorstwom energetycznym wytwarzającym energię elektryczną w oparciu o tę technologię, określoną liczbę tzw. zielonych certyfikatów (czyli praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia). Kontrahentami spółek z Grupy są wytwórcy energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa zaopatrujące w biomasę wytwórców energii elektrycznej współpalających węgiel z biomasą. Projektowane zmiany systemu wsparcia przewidują istotne ograniczenie poziomu wsparcia dla tego rodzaju technologii. Takie zmiany prawa skutkowałyby spadkiem popytu na biomasę.

Ryzyko projektowanych zmian prawa zakładających stworzenie systemu wsparcia dla konwencjonalnych źródeł wytwórczych – „rynek mocy”

Polski rynek energetyczny charakteryzuje impas inwestycyjny w zakresie konwencjonalnych mocy wytwórczych. Wynika to przede wszystkim z niskim marż na produkcji energii elektrycznej (szczególnie z gazu ziemnego i węgla kamiennego). Wprowadzone przez PSE w ostatnich latach rozwiązania (interwencyjna rezerwa zimna) oraz kilka decyzji inwestycyjnych podjętych przez koncerny energetyczne kontrolowane przez Skarb Państwa odsunęły ryzyko niewystarczającej rezerwy mocy. Jednakże konieczne jest wprowadzenie działań długofalowych, pozwalających ograniczyć ryzyko zaburzeń na rynku mocy po roku 2020 poprzez zapewnienie sygnałów inwestycyjnych dla budowy nowych mocy oraz utrzymania w eksploatacji istniejących źródeł. Zależnie od przyjętych rozwiązań i harmonogramu ich wdrażania (np. kontrakty różnicowe, płatności za nowe moce, płatności za rezerwę mocy, zdecentralizowany bądź zcentralizowany rynek mocy) atrakcyjność nowych projektów konwencjonalnych takich jak Elektrownia Północ może się znacząco zmienić.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy oraz perspektywy jej rozwoju.

Ryzyko zmiany przepisów prawa

Pewne zagrożenie, w ocenie Polenergia S.A., mogą stanowić częste zmiany przepisów prawa lub różne, często sprzeczne, jego interpretacje. Ewentualne zmiany, w szczególności przepisów dotyczących działalności gospodarczej i podatków, przepisów prawa pracy, prawa handlowego, w tym prawa spółek handlowych i prawa rynków kapitałowych, oraz przepisów prawa ochrony środowiska, mogą mieć negatywny skutek dla działalności prowadzonej przez Polenergia S.A. i jego Grupę Kapitałową. Podkreślenia wymaga fakt, iż przepisy prawa polskiego znajdują się w końcowej fazie okresu dostosowywania do wymogów prawa Wspólnot Europejskich, co nie pozostaje bez wpływu na środowisko prawne, w którym działa Grupa Polenergia. Ponadto prawo polskie ulega zmianie w związku z aktami prawnymi na bieżąco wprowadzanymi w ramach regulacji wspólnotowych. W szczególności, wejście w życie nowych regulacji obrotu gospodarczego może wiązać się z problemami interpretacyjnymi, niekonsekwentnym orzecznictwem sądów, niekorzystnymi interpretacjami przyjmowanymi przez organy administracji publicznej.

Należy także podkreślić, iż działalność prowadzona przez Grupę Kapitałową Polenergia podlega, poza przepisami ogólnie regulującymi każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom wynikającym z przepisów Prawa Energetycznego i rozporządzeń wykonawczych wydanych na jego podstawie. Przepisy te są nieprecyzyjne, przez co ich jednoznaczna wykładnia nie jest często możliwa. Może to prowadzić do problemów związanych z ich stosowaniem. Przepisy te ulegają częstym zmianom, przez co otoczenie prawne działalności Grupy Polenergia nie jest w pełni stabilne. Istnieje w związku z tym ryzyko, iż w przyszłości zmiany polityki państwa oraz wiążące się z tym zmiany regulacji prawnych mogą negatywnie wpłynąć na działalność prowadzoną przez Polenergia S.A. i członków jego Grupy Kapitałowej.

Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego

Polski system podatkowy charakteryzuje się częstymi zmianami przepisów podatkowych, wiele z nich nie zostało sformułowanych w sposób dostatecznie precyzyjny i brak jest ich jednoznacznej wykładni. Interpretacje przepisów podatkowych ulegają częstym zmianom, a zarówno praktyka organów skarbowych, jak i orzecznictwo sądowe w sferze opodatkowania, są wciąż niejednolite. Jednym z aspektów niedostatecznej precyzji unormowań podatkowych jest brak przepisów

przewidujących formalne procedury ostatecznej weryfikacji prawidłowości naliczenia zobowiązań podatkowych za dany okres. Deklaracje podatkowe oraz wysokość faktycznych wypłat z tego tytułu mogą być kontrolowane przez organy skarbowe przez pięć lat od końca roku, w którym minął termin płatności podatku.

Dzięki wejściu Polski do Unii Europejskiej polskie przepisy, w tym także podatkowe, zostały poddane procedurom dostosowania ich do norm unijnych oraz ujednoczenia z przepisami obowiązującymi w pozostałych krajach UE. Proces ten trwa do dzisiaj i daje realne szanse na dalszą stabilizację polskich przepisów podatkowych, co znacząco może zmniejszyć ryzyko niestabilności systemu podatkowego

Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego, a w szczególności ryzyko przyjęcia przez organy podatkowe odmiennej niż zakładana przez Grupę Kapitałową Polenergia interpretacji przepisów podatkowych, istnieje i może mieć negatywny wpływ na działalność, wyniki, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju Grupy.

Ryzyko związane z koniecznością spełnienia wymogów przewidzianych przez przepisy dotyczące ochrony środowiska

Działalność gospodarcza prowadzona przez Polenergia S.A. oraz poszczególnych członków jego Grupy Kapitałowej poddana jest szeregowi regulacji prawnych z zakresu ochrony środowiska. W szczególności istnieje lub może powstać obowiązek uzyskania pozwoleń zintegrowanych, pozwoleń na emisję gazów lub pyłów do powietrza, czy pozwoleń na wytwarzania i zagospodarowanie odpadów. Ponadto, w związku ze wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂, koniecznym stało się uzyskanie zezwoleń na uczestnictwo w tym systemie handlu instalacji wykorzystywanych w działalności prowadzonej przez Polenergia S.A. lub podmiotów należących do jego Grupy Kapitałowej.

Spełnienie wymagań przewidzianych przepisami dotyczącymi ochrony środowiska może wiązać się z nakładami finansowymi na opracowanie wystąpień i przystosowanie instalacji do spełnienia wymagań. Na dzień zatwierdzenia raportu kwartalnego, Polenergia S.A. oraz podmioty zależne od niego uzyskały wszelkie pozwolenia wymagane w związku z ochroną środowiska.

Handel emisjami to jeden z instrumentów polityki ekologicznej, służący ograniczaniu emisji zanieczyszczeń. Obowiązek udziału Polski w systemie wynika z realizacji postanowień protokołu Kioto oraz zobowiązań wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej. Mechanizm handlu emisjami zapoczątkowany został 1 stycznia 2005 r. wejściem w życie Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu i Rady Europy, transponowanej na grunt prawa polskiego Ustawą z 22 grudnia 2004 r. „O handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji”. Uchylona została ona Ustawą z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Aktualnie prowadzone są prace nad ustawą o handlu emisjami specyfikującą mechanizmy systemu handlu w okresie 2013-2020 (ETS III) – na dzień dzisiejszy projekt zatwierdzony został przez Radę Ministrów.

Obiekty należące do Grupy Polenergia:

- a. EC Zakrzów (numer KPRU: PL 0075 05),
- b. EL Mercury (numer KPRU: PL 0879 05) i
- c. EC Nowa Sarzyna (numer KPRU: PL 0472 05)

to instalacje spalania o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW uczestniczące we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

a. W obowiązującym okresie rozliczeniowym 2013-2020, zgodnie z Dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, zmienioną dyrektywą 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 r.: EC Zakrzów otrzymała wstępny coroczny przydział bezpłatnych uprawnień na mocy artykułu „10a” na poziomie 8 439 (2013-2020). Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im

liczbą uprawnień do emisji, przydział bezpłatnych uprawnień został zmodyfikowany o współczynnik korygujący, przyznając EL Zakrzów przydziały na poziomie:

- 2013- 7 956
- 2014- 7 817
- 2015- 7 678
- 2016- 7 536
- 2017- 7 394
- 2018- 7 249
- 2019- 7 103
- 2020- 6 957

Przy czym, dla lat 2013-2015 ilość przydzielonych uprawnień została zmniejszona o połowę ze względu na mniejszą produkcję ciepła przez Instalację w latach 2012-2014 (roczny poziom działalności Instalacji niższy niż 50% i wyższy niż 25% początkowego poziomu działalności). W przypadku zwiększenia produkcji powyżej 50%, ilość uprawnień w kolejnych latach rozliczeniowych zostanie ponownie skorygowana do 100% wstępnego przydziału jednostek EUA. Przydział uprawnień do emisji za lata 2013 i 2014 zostały przekazane na rachunek prowadzącego instalację w kwietniu 2014 r.,

b. Na mocy art. „10c” Dyrektywy 2003/87/WE -w ramach derogacji- Instalacja EL Mercury jako producent energii elektrycznej otrzymała wstępne przydziały emisji na poziomie 22 344 (na 2013 r.) zmniejszające się do 0 w 2020r.

Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji, El Mercury otrzymała przydziały zmniejszone o współczynnik korygujący na poziomie:

- 2013- 17 763
- 2014- 16 420
- 2015- 14 272
- 2016- 10 859
- 2017- 8 217
- 2018- 6 548
- 2019- 4 869
- 2020- 0

Za lata 2013-2014, El Mercury ze względu na brak realizacji Inwestycji zapisanych w Krajowym Planie Inwestycyjnym, nie otrzymała darmowego przydziału.

c. EC Nowa Sarzyna otrzymała przydział bezpłatnych uprawnień na mocy artykułu „10a” oraz „10c” Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji EC Nowa Sarzyna otrzymała przydziały na poziomie:

- 2013- 34 256
- 2014- 32 448
- 2015- 30 681
- 2016- 28 959
- 2017- 27 278
- 2018- 25 642
- 2019- 24 046
- 2020- 22 495

Przydziały uprawnień do emisji za lata 2013 i 2014 zostały przekazane na rachunek prowadzącego instalację w kwietniu 2014 r.

Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji EC Nowa Sarzyna otrzymała przydziały na poziomie:

- 2013- 145 048
- 2014- 134 082
- 2015- 116 082
- 2016- 88 676
- 2017- 67 103
- 2018- 53 468
- 2019- 39 758
- 2020- 0

Ze względu na brak Inwestycji w Krajowym Planie Inwestycyjnym darmowe przydziały nie zostały przekazane na rachunek prowadzącego instalację.

Powyższe instalacje co roku przedkładają raporty w elektronicznej Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji oraz zweryfikowane roczne raporty wielkości emisji CO₂, a z z dniem 1 stycznia 2013 r. funkcjonują w ramach nowych, zatwierdzonych przez właściwe organy planów monitorowania emisji CO₂, zgodnych z wymaganiami: Rozporządzenia Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz Rozporządzeniem Komisji (UE) nr 600/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Ryzyka związane z działalnością prowadzoną przez Polenergia

Ryzyko związane z trudnościami pozyskania finansowania na realizowane inwestycje

Polenergia S.A. dąży do finansowania poszczególnych projektów w formule „project finance” z 70% udziałem finansowania zewnętrznego i 30% udziałem własnym. Budowa kolejnych farm wiatrowych, bioelektrowni opalanych biomasą, modernizacja istniejących urządzeń oraz rozwój projektów związanych z outsourcingiem wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej będą wymagały znacznych środków na ich sfinansowanie. Nowe projekty będą finansowane poprzez kredyty bankowe, środki własne, emisję akcji (tylko pod warunkiem, że cena akcji będzie odzwierciedlać wartość godziwą spółki) oraz sprzedaż posiadanych udziałów w wybranych projektach.

Dotychczasowe doświadczenia Polenergia S.A. w przygotowaniu inwestycji i zabezpieczenia ich finansowania wskazują, iż profesjonalnie skonstruowane biznesplany projektów oraz utrzymywanie dobrych relacji z instytucjami finansowymi umożliwiają zapewnienie finansowania poszczególnych projektów na odpowiednim poziomie.

W przypadku pojawienia się trudności z pozyskaniem podmiotów zainteresowanych nabyciem udziałów, niedojścia emisji akcji do skutku, trudności z pozyskaniem kredytów bankowych Grupa Polenergia ma możliwość przesunięcia w czasie realizacji poszczególnych projektów inwestycyjnych. W przypadku zaistnienia takich okoliczności, Polenergia S.A. będzie rozważać inne formy finansowania planowanych projektów, łącznie z rozważeniem czasowego odwrócenia proporcji pomiędzy udziałami sprzedawanymi i zatrzymanymi.

Ryzyko niepowodzenia nowych projektów

Grupa Polenergia prowadzi intensywny plan rozwoju i realizuje znaczącą liczbę inwestycji w segmentach outsourcingu energetyki, dewelopmentu i budowy farm wiatrowych oraz produkcji peletu z biomasy rolniczej. Projekty realizowane przez Grupę Kapitałową Polenergia wymagają poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych. Nakłady są szczególnie wysokie w przypadku

dewelopmentu i budowy farm wiatrowych, a więc obszaru, w którym Grupa planuje rozwijać się i prowadzi obecnie wiele projektów. Polenergia podejmuje decyzje o rozpoczęciu fazy dewelopmentu na podstawie szczegółowych modeli finansowych oraz ekspertyz i analiz technicznych, które są tworzone przez wyspecjalizowany Departament Dewelopmentu Projektów Wiatrowych. Powyższe analizy uwzględniają wiele założeń, w tym założenia wolumenu produkcji energii elektrycznej, przychodów ze sprzedaży, kosztów wytworzenia, kwoty wymaganej inwestycji i kosztów jej finansowania. Istnieje ryzyko przyjęcia przez Polenergia S.A. założeń bardziej korzystnych niż rzeczywiste, co spowoduje osiągnięcie przez Grupę Polenergia niższego niż zakładano zwrotu na inwestycji w dany projekt. Ponadto, koszty przygotowania projektu, jeszcze przed rozpoczęciem fazy jego dewelopmentu, są również znaczące zwłaszcza w segmencie budowy farm wiatrowych. Niepowodzenie projektu oznacza brak możliwości odzyskania tych wydatków.

Departament Dewelopmentu Projektów Wiatrowych posiada duże doświadczenie we wszystkich aspektach przygotowywania i wdrażania projektu, takich jak dewelopment, działalność operacyjna obiektów, finansowanie. Polenergia S.A. systematycznie doskonali metody zarządzania projektami i starannie dobiera lokalizacje pod inwestycje w farmy wiatrowe, tak, aby zminimalizować ryzyko osiągnięcia niesatysfakcjonującego zwrotu na inwestycji oraz ryzyko ponoszenia znaczących kosztów przygotowania projektu bez uprawdopodobnienia możliwości wdrożenia projektu. Ponadto, w styczniu 2013 roku Polenergia S.A. przejęła od EPA Wind Sp. z o.o. czołowego dewelopera projektów wiatrowych w Polsce, zespół pracowników z bogatym doświadczeniem w prowadzeniu procesu rozwoju projektów farm wiatrowych. Zyskał dzięki temu dostęp do informacji o najlepszych lokalizacjach farm wiatrowych, do wyników pomiarów wiatrów dokonywanych w Polsce oraz do praktycznych doświadczeń realizacji farm wiatrowych w kraju.

Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych

Jednym z kluczowych elementów strategii rozwoju Grupy Polenergia S.A. są inwestycje dotyczące outsourcingu energetyki przemysłowej oraz energetyki ze źródeł odnawialnych.

W przypadku opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych lub ich niezrealizowania, istnieje ryzyko nieosiągnięcia w wyznaczonym terminie zakładanych celów operacyjnych, co w efekcie spowoduje osiągnięcie przez Grupę Kapitałową Polenergia gorszych wyników finansowych, niż miałyby to miejsce w przypadku planowanego zakończenia inwestycji.

Grupa, zmierzając do realizacji wytyczonych planów inwestycyjnych, podejmuje działania mające na celu minimalizację ww. ryzyka (m.in. precyzyjne planowanie i analiza czynników mogących mieć wpływ na osiągnięcie stawianych celów, bieżący monitoring realizowanych wyników oraz niezwłoczne reagowanie na sygnały wskazujące, iż osiągnięcie postawionych celów może być zagrożone). Zarząd Spółki szczególnie starannie przygotowuje proces realizacji poszczególnych projektów, dopracowując wszelkie szczegóły inwestycji od strony technologicznej i zapewniając im odpowiednie finansowanie.

Ryzyko konkurencji w pozyskiwaniu lokalizacji na projekty farm wiatrowych

Ze względu na wzmocnienie systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej w UE i Polsce wzrosła atrakcyjność finansowa projektów wiatrowych i w konsekwencji wzrasta konkurencja w pozyskiwaniu lokalizacji. Jednak, ze względu na rozpoczęcie działalności w obszarze dewelopmentu farm wiatrowych już w 2003 roku, Spółka posiada doświadczenie w pozyskiwaniu lokalizacji oraz szeroki portfel zdefiniowanych projektów wiatrowych. Ponadto Polenergia S.A. dysponuje w ramach własnej struktury organizacyjnej rozbudowanym zespołem doświadczonych w dewelopowaniu projektów wiatrowych pracowników. Dlatego też, Spółka uważa, że będzie w stanie ukończyć zakładany dewelopment projektów o łącznej mocy ok. 1000 MW do 2021 roku.

Ryzyko związane z uzależnieniem od kluczowych odbiorców

Każdy z projektów energetyki opracowywanych i wdrażanych przez Polenergia S.A. jest przygotowywany dla (w praktyce) jednego lub kilku odbiorców – przedsiębiorstw produkcyjnych. W miarę rozwoju działalności Grupy Kapitałowej, ekspansji na rynku produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz rozwoju wchodzącej w skład Grupy spółki obrotu energią, udział odbiorców

przemysłowych w strukturze przychodów będzie mała. Obecnie udział odbiorców przemysłowych w strukturze przychodów ze sprzedaży ogółem Grupy Polenergia nie przekracza 10% przychodów.

Ryzyko związane z kondycją finansową klientów

W segmencie outsourcingu energetyki przemysłowej Grupa Polenergia uzyskuje przychody w oparciu o zawierane z jednym lub kilkoma odbiorcami długoterminowe umowy dostaw energii elektrycznej i ciepłej. Kondycja finansowa klientów i ich zdolność do regulowania zobowiązań wobec spółek Grupy Polenergia ma zatem kluczowe znaczenie dla powodzenia projektów, osiągniętych wyników finansowych, a także dla kondycji finansowej Grupy Polenergia. Także gwałtowne zmniejszenie zużycia energii przez klienta może mieć wpływ na efektywność produkcji energii.

Przed zawarciem kontraktów outsourcingowych i rozpoczęciem inwestycji Polenergia S.A. dokonuje kompleksowej weryfikacji potencjalnych klientów, czasem także z udziałem konsultantów zewnętrznych, pod kątem ich zdolności do wywiązywania się ze zobowiązań wobec Polenergia S.A., a także perspektyw kształtowania się sytuacji w branżach, w których działają. Grupa Polenergia dobiera klientów z zachowaniem wszelkiej staranności z branż o dobrym potencjale rynkowym. Spółka szczegółowo analizuje proces technologiczny oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepłą klienta, a rozpoczęcie projektu poprzedza kilkumiesięczna współpraca obu stron.

Ryzyko dotyczące likwidacji kontrahenta

Zgodnie z informacją posiadaną przez Spółkę, 2 lipca 2014 r. zgromadzenie wspólników Polskiej Energii – Pierwszej Kompanii Handlowej sp. z o.o. - jedynym odbiorcą energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów wytworzonych w FW Modlikowice (której operatorem jest spółka Talia) oraz FW Łukaszów (której operatorem jest spółka Amon), podjęło uchwałę o rozwiązaniu i likwidacji tej spółki, a następnie 27 października 2014 r. Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji złożyła wniosek o ogłoszenie upadłości. Wniosek o ogłoszenie upadłości przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji został oddalony przez Sąd. Ewentualna likwidacja lub upadłość Polskiej Energii – Pierwszej Kompanii Handlowej sp. z o.o. w likwidacji nie spowoduje utraty przez Talię oraz Amon możliwości sprzedaży. Cała energia elektryczna wytworzona przez FW Modlikowice oraz przez FW Łukaszów może być bowiem sprzedawana do sprzedawcy z urzędu po cenie ogłaszanej przez Prezesa URE, zaś zielone certyfikaty mogą być zbyte na giełdzie towarowej lub w inny sposób innym podmiotom niż Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji. W konsekwencji pomimo możliwej likwidacji lub upadłości obecnego jedynego odbiorcy energii elektrycznej i zielonych certyfikatów wytwarzanych przez FW Modlikowice oraz FW Łukaszów, w ocenie Zarządu będą one mogły sprzedawać wytworzoną energię elektryczną i zielone certyfikaty. Jednakże o ile cena sprzedaży energii elektrycznej do sprzedawcy z urzędu jest obecnie nieco wyższa niż cena sprzedaży wynikająca z umów z Polską Energią – Pierwszą Kompanią Handlową sp. z o.o. w likwidacji, o tyle obecna rynkowa cena zielonych certyfikatów jest znacząco niższa od ceny sprzedaży do ich dotychczasowego odbiorcy. Ponadto ceny rynkowe są zmienne. Nie jest możliwe wskazanie wysokości cen rynkowych w przyszłości, co oznacza, że nie można jednoznacznie wskazać jaki efekt będzie miała ewentualna zmiana odbiorcy energii elektrycznej i zielonych certyfikatów sprzedawanych przez Talię oraz Amon. Wprawdzie umowy z Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji zostały zawarte na czas określony do dnia 1 marca 2027 roku, to jednak nie jest także możliwe wskazanie okresu, w jakim spodziewany jest spadek zysku w obu spółkach, bez znajomości cen energii elektrycznej sprzedawanej do sprzedawcy z urzędu oraz rynkowych cen zielonych certyfikatów tym okresie.

Wskazać należy, że w ocenie spółek nie jest możliwe, zgodnie z prawem, jednostronne uchylenie się przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji od realizacji umów w ramach procesu likwidacji tej spółki, a także zakończenie likwidacji przed rozwiązaniem (za zgodą kontrahenta, tj. Amon lub Talia) przez Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa sp. z o.o. w likwidacji kwestii opisanych powyżej umów. Ponadto, w przypadku takiego działania,

Amon oraz Talia będą miały możliwości sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w sposób wskazany powyżej oraz będą mogły dochodzić odszkodowania.

Przy założeniu, że w całym roku 2015 utrzymają się niskie ceny zielonych certyfikatów, analogiczne do tych z roku 2014, a FW Modlikowice oraz FW Łukaszów pracować będą przy niskim poziomie wietrzności na poziomie z 2014 roku, z uwagi na różnicę pomiędzy ceną rynkową a ceną kontraktową zielonych certyfikatów, ewentualna likwidacja lub upadłość obecnego jedyne go odbiorcy energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów wytworzonych w FW Modlikowice oraz FW Łukaszów skutkowałaby zmniejszeniem zysku netto w roku 2015 o ok. 4 mln złotych w przypadku spółki Talia oraz ok. 6 mln zł w przypadku spółki Amon.

Ryzyko związane z sezonowością działalności

Warunki wietrzne determinujące produkcję energii elektrycznej farm wiatrowych charakteryzują się nierównym rozkładem w okresie roku. W okresie jesienno-zimowym warunki wietrzne są znacząco lepsze niż w okresie wiosenno-letnim. Polenergia S.A. podejmuje decyzje o budowie farm wiatrowych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Nie można jednak wykluczyć, że rzeczywiste warunki wietrzności będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.

Ryzyko związane z czasowym wstrzymaniem produkcji w wyniku awarii, zniszczeniem lub utratą majątku

Poważna awaria, uszkodzenie, utrata części lub całości rzeczowego majątku trwałego posiadanego przez Grupę Polenergia, może spowodować czasowe wstrzymanie produkcji. W tym przypadku Grupa może mieć trudności z terminową realizacją umów, co z kolei może pociągać za sobą konieczność zapłaty kar umownych. Taka sytuacja może spowodować nie tylko obniżenie jakości obsługi klientów, ale także istotne pogorszenie wyników finansowych.

Grupa posiada ubezpieczenie na wypadek utraty marży brutto oraz ubezpieczenie majątku, stąd uszkodzenie, zniszczenie lub jego awaria zostaną co najmniej częściowo skompensowane otrzymanym odszkodowaniem.

W opinii Polenergia S.A. oraz członków jego Grupy Kapitałowej zawarli oni umowy ubezpieczenia, które w wystarczającym zakresie chronią ich przed ryzykami związanymi z prowadzoną działalnością gospodarczą. Nie można jednak z całą pewnością wykluczyć, że wysokość szkód spowodowanych wystąpieniem zdarzeń objętych ochroną ubezpieczeniową może przekroczyć limity ubezpieczenia, które zostały objęte polisą. Dodatkowo nie można wykluczyć wystąpienia zdarzenia, które nie będzie objęte ubezpieczeniem, co może zmusić Spółkę do ponoszenia znacznych nakładów na pokrycie szkody.

Ryzyko wpływu niekorzystnych warunków pogodowych na produkcję energii elektrycznej przez farmy wiatrowe eksploatowane przez Grupę

Wolumen energii elektrycznej wytwarzanej przez farmy wiatrowe zależy przede wszystkim od wietrzności. Warunki te mogą okazać się mniej korzystne od zakładanych i mogą spowodować osiągnięcie mniejszego wolumenu produkcji od zakładanego.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy oraz perspektywy jej rozwoju.

Ryzyko związane z utratą kluczowych pracowników

Działalność Polenergia S.A. i spółek z Grupy Kapitałowej prowadzona jest przede wszystkim w oparciu o wiedzę i doświadczenie wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Ze względu na niedobór na rynku pracy ekspertów wyspecjalizowanych w obszarze outsourcingu energetyki przemysłowej oraz na możliwe działania konkurencji, zarówno obecnej jak i przyszłej, mające na celu przejęcie tych specjalistów poprzez oferowanie im konkurencyjnych warunków pracy i płacy istnieje ryzyko odejścia pracowników o kluczowym znaczeniu z punktu widzenia rozwoju

Polenergia S.A. i Grupy Kapitałowej. Mogłoby to mieć wpływ na wyniki i realizację strategii Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

Ryzyko to jest ograniczane przez:

- wysoką, wewnętrzną kulturę organizacyjną Polenergia S.A., dzięki której pracownicy identyfikują się ze Spółką,
- odpowiednie kształtowanie motywacyjno – lojalnościowego systemu wynagrodzeń,
- zarządzanie wiedzą i szeroki program szkoleń.

Ryzyko związane z działalnością operacyjną w obiektach

W pracy obiektów przemysłowych istnieją zagrożenia nieosiągnięcia planowanej sprawności i dyspozycyjności obiektów oraz niedotrzymania warunków kontraktowych dostaw energii. Doświadczenie Polenergia S.A. pokazuje, że ryzyko wystąpienia niespodziewanych awarii skutkujących przekroczeniem budżetów operacyjnych w obiektach jest małe. W ramach ograniczania tego ryzyka spółki z Grupy Kapitałowej Polenergia doskonalą procedury eksploatacji oraz zawierają umowy ubezpieczenia lub stosują zapisy kontraktowe pozwalające przenieść ewentualne dodatkowe koszty na podwykonawców.

9. Oświadczenie o stosowaniu ładu korporacyjnego

- a) Wskazanie zbioru zasad ładu korporacyjnego, któremu podlega emitent, oraz miejsca, gdzie tekst zbioru zasad jest publicznie dostępny

Dobre Praktyki spółek notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Dostępne pod adresem WWW: <http://corp-gov.gpw.pl/>

- b) Informacje w zakresie, w jakim emitent odstąpił od postanowień zbioru zasad ładu korporacyjnego, o którym mowa w lit. a), wskazanie tych postanowień oraz wyjaśnienie przyczyn tego odstąpienia

Spółka nie prowadzi transmisji obrad Walnego Zgromadzenia, jak również nie rejestruje jego przebiegu. Z uwagi na poważne koszty prowadzenia działań wskazanych w zdaniu poprzednim, Spółka nie planuje wprowadzenia transmisji i rejestracji obrad Walnego Zgromadzenia. W opinii Spółki dotychczasowy sposób informowania akcjonariuszy o przebiegu Walnego Zgromadzenia, tj. podawanie do publicznej wiadomości treści podjętych uchwał, jest wystarczający.

Określenia składu Rady Nadzorczej jest suwerenną decyzją akcjonariuszy Spółki, z uwagi na fakt, iż nie zdecydowali oni o powołaniu w skład Rady Nadzorczej kobiet nie jest przestrzegane zalecenie z pkt. I.9 oraz nie są przekazywane informacje, o których mowa w pkt. II.1.2a.

Statut Spółki nie przewiduje możliwości uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu za pośrednictwem Internetu, z tego powodu nie jest spełnione zalecenie zawarte w pkt. IV.10.

- c) Opis głównych cech stosowanych w przedsiębiorstwie emitenta systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych

Za skuteczność systemu kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem w procesie sporządzania sprawozdań finansowych odpowiada Zarząd Spółki.

Okresowe sprawozdania finansowe i zarządcze przygotowywane są przez Dział Księgowości oraz Dział Kontroli Wewnętrznej, Sprawozdawczości, Modelowania i Analiz pod nadzorem merytorycznym Dyrektora ds. Finansów i Administracji – Członka Zarządu.

Dane do sprawozdań finansowych pochodzą z systemu finansowo – księgowego, w którym zapisy księgowe dokonywane są na podstawie dokumentów sporządzonych zgodnie z zaakceptowaną przez Zarząd Polityką Rachunkowości Spółki, opartą na Międzynarodowych Standardach Sprawozdawczości Finansowej. Dokumenty te są uprzednio sprawdzone przez uprawnione osoby pod względem formalnym, rachunkowym oraz merytorycznym.

Skuteczność systemu kontroli wewnętrznej zapewniona jest poprzez szereg zarządzeń i procedur wewnętrznych zaakceptowanych przez Zarząd Spółki, w tym m.in. dotyczących obiegu dokumentów księgowych, opisu dowodów księgowych, dokonywania zakupów w imieniu Spółki, zaciągania zobowiązań przez Spółkę, przeprowadzania procesu inwentaryzacji, sprzedaży środków trwałych i przedmiotów będących własnością Spółki, sposobu podejmowania decyzji w Spółce, procesu budżetowania itp.

Bezpieczeństwo danych zagwarantowane jest poprzez bieżącą weryfikację i aktualizację ograniczeń praw dostępu oraz poziomu zabezpieczeń hasłowych do systemu finansowo-księgowego, jak również poprzez obowiązujące w Spółce procedury tworzenia kopii zapasowych i ich przechowywania.

Roczne i półroczne sprawozdania finansowe (jednostkowe i skonsolidowane) podlegają niezależnemu badaniu – sprawozdania roczne lub przeglądowi – sprawozdanie półroczne, przez biegłego rewidenta, wybieranego przez Radę Nadzorczą na podstawie upoważnienia zawartego w Statucie Spółki.

Przed publikacją zbadane roczne sprawozdania finansowe Spółki zatwierdzane są przez Zarząd i Radę Nadzorczą.

Po zamknięciu księgowym każdego miesiąca Spółka przygotowuje sprawozdania zarządcze, zawierające m.in. analizę kluczowych danych finansowych i wskaźników operacyjnych oraz porównanie bieżących wyników finansowych z przyjętym budżetem wraz z wyjaśnieniami istotnych odchyleń od budżetu. Sprawozdania te są co miesiąc dystrybuowane wśród członków Zarządu oraz Rady Nadzorczej.

Funkcjonujące w Spółce mechanizmy kontroli wewnętrznej pozwalają na odpowiednio wczesne zidentyfikowanie, ocenę i zminimalizowanie ryzyka oraz zapewniają poprawność informacji zawartych w sprawozdaniach finansowych.

Dzięki temu sporządzane przez Spółkę sprawozdania finansowe są rzetelne, prawidłowe i jasne, co potwierdzają opinie biegłego rewidenta.

- d) Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu

Informacje na temat akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio znaczne pakiety akcji zostały przedstawione w nocie 23.2 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

- e) Wskazanie posiadaczy wszelkich papierów wartościowych, które dają specjalne uprawnienia kontrolne, wraz z opisem tych uprawnień

Spółka nie emitowała papierów wartościowych, które dają specjalne uprawnienia kontrolne.

- f) Wskazanie wszelkich ograniczeń odnośnie do wykonywania prawa głosu, takich jak ograniczenie wykonywania prawa głosu przez posiadaczy określonej części lub liczby głosów, ograniczenia czasowe dotyczące wykonywania prawa głosu lub zapisy, zgodnie z którymi, przy współpracy spółki, prawa kapitałowe związane z papierami wartościowymi są oddzielone od posiadania papierów wartościowych

Nie istnieją ograniczenia odnośnie do wykonywania prawa głosu, takie jak ograniczenie wykonywania prawa głosu przez posiadaczy określonej części lub liczby głosów, ograniczenia

czasowe dotyczące wykonywania prawa głosu lub zapisy, zgodnie z którymi, przy współpracy spółki, prawa kapitałowe związane z papierami wartościowymi są oddzielone od posiadania papierów wartościowych.

- g) Wskazanie wszelkich ograniczeń dotyczących przenoszenia prawa własności papierów wartościowych emitenta

Nie istnieją ograniczenia w przenoszeniu prawa własności papierów wartościowych emitenta.

- h) Opis zasad dotyczących powoływania i odwoływania osób zarządzających oraz ich uprawnień, w szczególności prawo do podjęcia decyzji o emisji lub wykupie akcji

Zarząd Spółki składa się z jednego do pięciu członków, w tym Prezesa i Wiceprezesa Zarządu. Kadencja Zarządu trwa 3 (trzy) kolejne lata. Członkowie Zarządu nie są powoływani na okres wspólnej kadencji.

Zarząd Spółki powoływany jest przez Radę Nadzorczą, która określa również liczbę członków na każdą kadencję.

Zarząd Spółki zarządza Spółką i reprezentuje ją na zewnątrz.

Wszelkie sprawy związane z prowadzeniem Spółki niezastrzeżone Ustawą lub Statutem do kompetencji Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej należą do kompetencji Zarządu.

Zarząd Spółki nie jest uprawniony do podjęcia decyzji o emisji akcji.

- i) Opis zasad zmiany statutu lub umowy spółki emitenta

Zmiana Statutu wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia podjętej większością $\frac{3}{4}$ głosów.

- j) Sposób działania walnego zgromadzenia i jego zasadnicze uprawnienia oraz opis praw akcjonariuszy i sposobu ich wykonywania, w szczególności zasady wynikające z regulaminu walnego zgromadzenia, jeżeli taki regulamin został uchwalony, o ile informacje w tym zakresie nie wynikają wprost z przepisów prawa

Opis sposobu działania

Walne Zgromadzenie działa na podstawie (i) Kodeksu Spółek Handlowych, (ii) innych ogólnie obowiązujących przepisów, (iii) Statutu oraz (iv) Regulaminu Walnego Zgromadzenia.

Prawo do uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu daje świadectwo depozytowe. Świadectwo winno wymieniać liczbę akcji oraz zawierać w swej treści klauzulę, że akcje nie będą wydane przed zakończeniem Walnego Zgromadzenia. Warunkiem uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu jest złożenie świadectwa w siedzibie Spółki, przynajmniej na tydzień przed terminem Zgromadzenia. Akcjonariusze mogą uczestniczyć w Walnym Zgromadzeniu osobiście lub przez pełnomocnika. Pełnomocnictwo do udziału w Walnym Zgromadzeniu winno zostać sporządzone w formie pisemnej. Ponadto, w przypadku pełnomocnictw udzielanych przez osoby prawne lub spółki osobowe do pełnomocnictwa powinien być dołączony dokument potwierdzający umocowania osób udzielających pełnomocnictwa do reprezentowania akcjonariusza.

Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu jest jawne. Tajne głosowanie zarządza się gdy jest to wymagane przez prawo (np. w sprawach osobowych) lub na wniosek akcjonariusza.

Walne Zgromadzenia zwoływane są za pośrednictwem ogłoszenia dokonane na stronie internetowej spółki oraz w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych. Ogłoszenie powinno być dokonane co najmniej na dwadzieścia sześć dni przed terminem walnego zgromadzenia.

Zasadnicze uprawnienia Walnego Zgromadzenia

Uprawnienia Walnego Zgromadzenia określone są w art. 20.1. Statutu Spółki i obejmują:

- a) rozpatrywanie i zatwierdzanie sprawozdania Zarządu i sprawozdania finansowego Spółki;
- b) udzielanie Radzie Nadzorczej i Zarządowi pokwitowania z wykonania obowiązków;
- c) podejmowanie uchwał o podziale zysków lub pokryciu strat;
- d) tworzenie i znoszenie funduszy celowych;
- e) ustalenie zasad i wysokości wynagradzania członków Rady Nadzorczej;
- f) zmiana przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki;
- g) zmiana Statutu Spółki;
- h) podwyższenie lub obniżenie kapitału zakładowego;
- i) połączenie lub przekształcenie Spółki;
- j) rozwiązanie i likwidacja Spółki;
- k) emisja obligacji, w tym obligacji zamiennych na akcje;
- l) wybór likwidatorów;
- ł) wszelkie postanowienia dotyczące roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy zawiązywaniu Spółki lub sprawowaniu zarządu lub nadzoru;
- m) zbycie przedsiębiorstwa Spółki lub jej zasadniczej części;
- n) rozpatrywanie spraw wniesionych przez Radę Nadzorczą, Zarząd lub akcjonariuszy.

Walne Zgromadzenie uprawnione jest także do powoływania i odwoływania członków Rady Nadzorczej (na mocy art. 10.2 Statutu). Ponadto, zgodnie z art. 368 § 1 KSH, Walne Zgromadzenie może odwołać członka Zarządu.

Prawa akcjonariuszy i sposób ich wykonywania

Podstawowym uprawnieniem akcjonariuszy jest prawo do udziału w Walnym Zgromadzeniu oraz wykonywania na nim prawa głosu.

Ponadto, akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej 10% kapitału zakładowego mogą żądać zwołania Walnego Zgromadzenia oraz umieszczenia w porządku jego obrad określonych spraw (art. 400 § 1 KSH).

Akcjonariuszom służy również prawo do zaskarżania uchwał lub składania powództw o uznanie uchwały Walnego Zgromadzenia za nieważną.

- k) Skład osobowy i zmiany, które w nim zaszły w ciągu ostatniego roku obrotowego, oraz opis działania organów zarządzających, nadzorujących lub administrujących emitenta oraz ich komitetów

Rada Nadzorcza

Skład

Lp.	Imię i nazwisko	Funkcja
1.	Tomasz Mikołajczak	Przewodniczący Rady Nadzorczej
2.	Łukasz Rędziniak	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
3.	Marek Gabryjelski	Członek Rady Nadzorczej
4.	Arkadiusz Jastrzębski	Członek Rady Nadzorczej
5.	Mariusz Nowak	Członek Rady Nadzorczej
6.	Rafał Andrzejewski	Członek Rady Nadzorczej

W dniu 31 sierpnia 2014 roku p. Jacek Głowacki złożył rezygnację z członkostwa w Radzie Nadzorczej Spółki.

W dniu 30 września 2014 roku Spółka otrzymała zawiadomienie, zgodnie z którym China – Central and Eastern Europe Investment Co-operation Fund SCS SICAV-SIF z siedzibą w Luksemburgu działając na podstawie art. 10.2 lit. (b) statutu powołała p. Rafała Andrzejewskiego do Rady Nadzorczej Spółki.

Rada Nadzorcza składa się z sześciu do dziewięciu członków. Liczba członków Rady Nadzorczej danej kadencji ustalana jest przez Walne Zgromadzenie. Kadencja Rady Nadzorczej trwa 3 (trzy) lata, z wyjątkiem kadencji pierwszej Rady Nadzorczej, która trwa 1 (jeden) rok. Członkowie Rady Nadzorczej nie są powoływani na okres wspólnej kadencji.

Członkowie Rady Nadzorczej są powoływani i odwoływani w następujący sposób:

- akcjonariusz posiadający akcje reprezentujące co najmniej 33% kapitału zakładowego Spółki uprawniony jest do powoływania i odwoływania 2 członków Rady Nadzorczej, w tym jej Przewodniczącego, poprzez złożenie Spółce pisemnego oświadczenia. W przypadku, gdy więcej niż jeden akcjonariusz posiada akcje reprezentujące co najmniej 33% kapitału zakładowego Spółki, Przewodniczącego Rady Nadzorczej powołuje akcjonariusz posiadający najwięcej akcji Spółki;
- China - Central and Eastern Europe Investment Co-operation Fund SCS SICAV-SIF z siedzibą w Luksemburgu, Wielkie Księstwo Luksemburga ("Fundusz") uprawniony jest do powoływania i odwoływania 1 członka Rady Nadzorczej poprzez złożenie Spółce pisemnego oświadczenia;
- pozostali członkowie Rady Nadzorczej powoływani są i odwoływani przez Walne Zgromadzenie;
- uprawnienia do powoływania i odwoływania członków Rady Nadzorczej określone w podpunkcie a) i b) powyżej nie mogą być wykonywane łącznie przez ten sam podmiot lub podmioty wchodzące w skład jednej grupy kapitałowej.

Co najmniej 2 członków Rady Nadzorczej powinno spełniać kryteria niezależności określone w kodeksie Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW, stanowiącym Załącznik do Uchwały Nr 19/1307/2012 Rady Giełdy z dnia 21 listopada 2012 r. lub w dokumencie, który zastąpi ten kodeks, w tym w szczególności nie mieć z Kulczyk Investment S.A. ("KI"), zgodnie z jego oświadczeniem złożonym Spółce, powiązań natury ekonomicznej, rodzinnej lub innej, mogących mieć wpływ na stanowisko członka Rady Nadzorczej w sprawie rozstrzyganej przez Radę.

W ramach Rady Nadzorczej działa Komitet Audytu. Komitet Audytu składa się z 3 członków. W skład Komitetu Audytu wchodzi członek Rady Nadzorczej, o którym mowa w pkt (b) Artykułu 10.2 Statutu.

Skład Komitetu Audytu

Lp.	Imię i nazwisko	Funkcja
1.	Mariusz Nowak	Przewodniczący Komitetu Audytu Rady Nadzorczej
2.	Marek Gabryjelski	Członek Komitetu Audytu Rady Nadzorczej
3.	Rafał Andrzejewski	Członek Rady Komitetu Audytu Nadzorczej

Zasady działania

Rada Nadzorcza działa na podstawie (i) Kodeksu spółek handlowych, (ii) innych ogólnie obowiązujących przepisów, (iii) Statutu oraz (iv) regulaminu rady nadzorczej.

W ramach Rady Nadzorczej został utworzony Komitet Audytu w składzie: (i) Mariusz Nowak – Przewodniczący, (ii) Rafał Andrzejewski – członek oraz (iii) Marek Gabryjelski - członek.

Do kompetencji Rady Nadzorczej należy w szczególności:

- a) ocena sprawozdania finansowego Spółki za ubiegły rok obrotowy;
 - b) opiniowanie sprawozdania Zarządu oraz wniosków Zarządu co do rozporządzenia zyskiem (w tym wypłaty dywidend) lub pokrycia strat, jak również projektów uchwał proponowanych do przyjęcia przez Walne Zgromadzenie oraz innych istotnych materiałów przedstawianych akcjonariuszom w związku z Walnym Zgromadzeniem;
 - c) badanie i zatwierdzanie rocznych planów operacyjnych i finansowych Spółki („Budżet Spółki”) oraz Projektów („Budżet Projektu”), w które Spółka inwestuje, oraz wszelkich istotnych zmian do nich, oraz żądanie od Zarządu szczegółowych sprawozdań z ich wykonania;
- „Projekt” oznacza spółkę, działalność lub przedsięwzięcie związane z wytwarzaniem, przesyłem lub dystrybucją energii elektrycznej lub ciepłej, dostawą, obrotem czy dystrybucją paliwa, w którym Spółka jest udziałowcem, inwestorem, przygotowującym przedsięwzięcie (deweloperem) lub zarządzającym;
- c¹) wyrażanie zgody na poniesienie przez Spółkę wydatków kapitałowych, których wartość przewyższa równowartość 100.000 (sto tysięcy) USD, obliczonej na podstawie średniego kursu wymiany ogłaszanego przez Prezesa Narodowego Banku Polskiego z dnia transakcji („Kurs Wymiany”) na spółki, działalność lub przedsięwzięcie nie będące Projektem;
 - d) badanie i zatwierdzanie strategicznych planów rozwoju Spółki;
 - e) składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w pkt. a), b) powyżej;
 - f) powoływanie, odwoływanie i zawieszanie członka Zarządu Spółki, w tym Prezesa, Wiceprezesa lub całego Zarządu;
 - g) ustalanie liczby członków Zarządu na kolejną kadencję;
 - h) ustalanie wynagrodzenia oraz innych korzyści członków Zarządu;
 - i) delegowanie swego członka lub swoich członków do czasowego wykonywania czynności Zarządu Spółki w razie odwołania lub zawieszenia całego Zarządu lub gdy Zarząd z innych powodów nie może działać;
 - j) wyrażanie zgody na zbycie, wydzierżawienie, zamianę lub inne rozporządzenie mieniem Spółki, w tym udziałów Spółki w jakimkolwiek Projekcie, czy to w ramach jednej transakcji czy też w ramach kilku powiązanych transakcji, którego wartość rynkowa przewyższa równowartość

100.000 (sto tysięcy) USD, obliczonej na podstawie średniego kursu wymiany ogłaszanego przez Prezesa Narodowego Banku Polskiego z dnia transakcji („Kurs Wymiany”);

k) wyrażanie zgody na zaciągnięcie kredytu, zaciągnięcie lub udzielenie przez Spółkę pożyczek albo zaciągnięcie innego zadłużenia z wyjątkiem (i) zobowiązań z tytułu świadczenia usług i dostaw towarów zaciągniętych w normalnej działalności gospodarczej, (ii) podatków jeszcze nieprzypadających do zapłaty, (iii) zadłużenia krótkoterminowego z innych tytułów, gdzie część nieprzewidziana w zatwierdzonym budżecie Spółki nie przekracza łącznie równowartości w złotych kwoty 250.000 (dwieście pięćdziesiąt tysięcy) USD wedle Kursu Wymiany;

l) wyrażanie zgody na wydatkowanie przez Spółkę kwot przekraczających równowartość w złotych 250.000,00 (dwieście pięćdziesiąt tysięcy) dolarów USA według Kursu Wymiany, czy to w ramach jednej transakcji lub serii powiązanych ze sobą transakcji, z wyjątkiem wydatków zatwierdzonych i wyszczególnionych w zatwierdzonym rocznym budżecie Spółki lub ponoszonych w toku zwykłej działalności Spółki z zastrzeżeniem, iż wydatki inwestycyjne nie są rozumiane jako ponoszone w toku zwykłej działalności Spółki;

m) wyrażanie zgody na udział Spółki w czynnościach prawnych, których drugą stroną jest jakikolwiek podmiot z niżej wymienionych:

i) podmiot, w którym Spółka posiada bezpośrednio lub pośrednio akcje lub udziały, chyba że Spółka posiada pośrednio lub bezpośrednio 100% (sto procent) kapitału zakładowego takiego podmiotu;

ii) członek Zarządu Spółki;

iii) członek Rady Nadzorczej;

n) wyrażanie zgody na zawarcie przez Spółkę umowy spółki cywilnej, jawnej lub komandytowej, umowy o udziale w zyskach lub przychodach bądź jakiegokolwiek innej podobnej umowy, na podstawie której przychody Spółki lub jej zyski są lub mogą być dzielone z innymi osobami lub jednostkami;

o) wyrażenie zgody na zakładanie przez Spółkę oddziałów i spółek zależnych i wyrażanie zgody na nabycie lub objęcie udziałów lub akcji w innych spółkach oraz zawieranie umów spółek osobowych z podmiotami innymi niż spółki, w których Spółka posiada pośrednio lub bezpośrednio 100% (sto procent) kapitału zakładowego;

p) wyrażanie zgody na udzielenie przez Spółkę poręczeń, gwarancji i wszelkich obciążeń majątku Spółki, w każdym przypadku, gdy łączna kwota poręczeń, gwarancji i innych obciążeń majątku Spółki przekroczyłaby lub przekracza równowartość w złotych 100.000,00 (sto tysięcy) dolarów USA według Kursu Wymiany, chyba, że takie obciążenie było przewidziane w zatwierdzonym budżecie Spółki;

r) wybór lub zmiana biegłego rewidenta Spółki;

s) wyrażanie zgody na ustanowienie prokury i wysokość wynagrodzeń dla prokurentów;

t) wyrażanie zgody na zawarcie, istotną zmianę lub rozwiązanie umowy, której wartość przekracza równowartość w złotych 500.000 (pięćset tysięcy) dolarów USA według Kursu Wymiany, dotyczącej dostawy usług energetycznych, zakupu energii, zarządzania obiektem, dzierżawy, dostaw i robót pod klucz, konserwacji i eksploatacji urządzeń, zaciągnięcia pożyczek i kredytów, dostawy paliwa i innych umów dotyczących Projektów, w które Spółka jest zaangażowana, włączywszy wszelkie zmiany zamówień w ramach umów o dostawy i roboty pod klucz, chyba że dokonanie danej czynności było przewidziane w zatwierdzonym budżecie Spółki;

u) wyrażanie zgody na warunki finansowania Projektów oraz znaczące zmiany takich warunków finansowania;

v) wyrażenie zgody na dokonanie istotnej zmiany w zasadach księgowości stosowanych przez Spółkę;

w) wyrażenie zgody na nabycie lub zbycie przez Spółkę nieruchomości, prawa użytkowaniu wieczystego lub udziału w nieruchomości chyba że dokonanie danej czynności było przewidziane w zatwierdzonym budżecie Spółki lub budżecie Projektu.

Zarząd

Skład

Lp.	Imię i nazwisko	Funkcja
1.	Zbigniew Prokopowicz	Prezes Zarządu
2.	Jacek Głowacki	Wiceprezes Zarządu
3.	Anna Kwarcieńska	Wiceprezes Zarządu
4.	Michał Kozłowski	Wiceprezes Zarządu

10. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.

Na dzień 31 grudnia 2014 roku Spółka nie była stroną w żadnych sprawach sądowych.

11. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach wraz z ich określeniem wartościowym i ilościowym oraz udziałem poszczególnych produktów, towarów i usług (jeżeli są istotne) albo ich grup w sprzedaży emitenta ogółem, a także zmianach w tym zakresie w danym roku obrotowym

PRZYCHODY NETTO ZE SPRZEDAŻY PRODUKTÓW (STRUKTURA RZECZOWA - RODZAJE DZIAŁALNOŚCI) (PLN mln)	2014	2014
przychody netto z projektów konsultacyjnych i doradczych	18,6	90 %
przychody netto z najmu	2,0	10 %
Przychody netto ze sprzedaży, razem	20,6	100 %

- 12. Informacje o rynkach zbytu, z uwzględnieniem podziału na rynki krajowe i zagraniczne, oraz informacje o źródłach zaopatrzenia w materiały do produkcji, w towary i usługi, z określeniem uzależnienia od jednego lub więcej odbiorców i dostawców, a w przypadku gdy udział jednego odbiorcy lub dostawcy osiąga co najmniej 10 % przychodów ze sprzedaży ogółem - nazwy (firmy) dostawcy lub odbiorcy, jego udział w sprzedaży lub zaopatrzeniu oraz jego formalne powiązania z emitentem**

W ciągu 2014 roku całość produkcji i usług były świadczone dla odbiorców krajowych. Z uwagi na charakter prowadzonej działalności w analizowanym okresie działalności Emitenta występowało zjawisko uzależnienia od odbiorców oraz dostawców.

Nazwa odbiorcy	Przedmiot sprzedaży	Rodzaj powiązań z Emitentem	2014
Interpep EC Zakrzów	Usługi doradcze	Jednostka zależna	22%
Farma wiatrowa Mycielin Sp. z o.o.	Sprzedaż developmentu farm wiatrowych	Jednostka zależna	22%
Farma wiatrowa Wierzbnik/Jankowice Sp. z o.o.	Sprzedaż developmentu farm wiatrowych	Jednostka zależna	17%

Nazwa dostawcy	Przedmiot sprzedaży	Rodzaj powiązań z Emitentem	2014
Polenergia Usługi Sp. z o.o.	Głównie najem powierzchni biurowej	Jednostka powiązana	13%

- 13. Informacje o zawartych umowach znaczących dla działalności emitenta, w tym znanych emitentowi umowach zawartych pomiędzy akcjonariuszami (wspólnikami), umowach ubezpieczenia, współpracy lub kooperacji**

Zgodnie z wymogami określonymi w rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim Emitent przekazuje informacje na temat umów znaczących w formie raportów bieżących.

- 14. Informacje o powiązaniach organizacyjnych lub kapitałowych emitenta z innymi podmiotami oraz określenie jego głównych inwestycji krajowych i zagranicznych (papiery wartościowe, instrumenty finansowe, wartości niematerialne i prawne oraz nieruchomości), w tym inwestycji kapitałowych dokonanych poza jego grupą jednostek powiązanych oraz opis metod ich finansowania oraz opis struktury głównych lokat kapitałowych lub głównych inwestycji dokonanych w ramach grupy kapitałowej emitenta w danym roku obrotowym**

Struktura kapitałowa Grupy została przedstawiona w sprawozdaniu finansowym. Informacje na temat powiązań kapitałowych Emitenta zostały przedstawione w nocy 10 do sprawozdania finansowego.

- 15. Informacje o istotnych transakcjach zawartych przez emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe, wraz z ich kwotami oraz informacjami określającymi charakter tych transakcji - obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca zamieszczenia informacji w sprawozdaniu finansowym**

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zaprezentowane w nocie 42 do sprawozdania finansowego.

- 16. Informacje o zaciągniętych i wypowiedzianych w danym roku obrotowym umowach dotyczących kredytów i pożyczek, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności**

Informacje na temat zaciągniętych kredytów, pożyczek są przedstawione w sprawozdaniu finansowym w notach 27, 28 i 29 do sprawozdania finansowego.

- 17. Informacje o udzielonych w danym roku obrotowym pożyczkach, ze szczególnym uwzględnieniem pożyczek udzielonych jednostkom powiązаныm emitenta, z podaniem co najmniej ich kwoty, rodzaju i wysokości stopy procentowej, waluty i terminu wymagalności**

Informacje na temat udzielonych pożyczek są przedstawione w nocie 40.2 oraz w nocie 18 do jednostkowego sprawozdania finansowego.

- 18. Informacje o udzielonych i otrzymanych w danym roku obrotowym poręczeniach i gwarancjach, ze szczególnym uwzględnieniem poręczeń i gwarancji udzielonych jednostkom powiązаныm emitenta**

Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej zostały przedstawione w nocie 31.1 do sprawozdania finansowego.

Poniżej przedstawiono informacje o otrzymanych poręczeniach i gwarancjach:

Podmiot odpowiedzialny/wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
Beta Sp. z o.o. i Alfa Sp. z o.o./Elektrownia Połaniec – GDF Suez Energia Polska S.A.	Rights to the Project Sale Agreement	10.000.000 PLN	31.12.2020 (lub zapłata całości poręczonej kwoty)

- 19. W przypadku emisji papierów wartościowych w okresie objętym raportem - opis wykorzystania przez emitenta wpływów z emisji do chwili sporządzenia sprawozdania z działalności**

W okresie objętym raportem (tj. w 2014 roku) nastąpiła emisja papierów wartościowych serii Z, szerzej opisana w punkcie 3.

20. Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi wykazanymi w raporcie rocznym a wcześniej publikowanymi prognozami wyników na dany rok (mln PLN)

W 2014 roku Spółka nie publikowała prognoz wyników finansowych.

21. Ocena, wraz z jej uzasadnieniem, dotycząca zarządzania zasobami finansowymi, ze szczególnym uwzględnieniem zdolności wywiązywania się z zaciągniętych zobowiązań, oraz określenie ewentualnych zagrożeń i działań, jakie emitent podjął lub zamierza podjąć w celu przeciwdziałania tym zagrożeniom

Najistotniejszą część zobowiązań finansowych emitenta i jego grupy kapitałowej stanowią kredyty bankowe, szerzej opisane w sprawozdaniach finansowych. Wszystkie zobowiązania emitenta i jego grupy kapitałowej są regulowane bez istotnych opóźnień. W roku obrotowym 2014 nie wystąpiły zagrożenia związane z możliwością regulowania zobowiązań.

22. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych, w tym inwestycji kapitałowych, w porównaniu do wielkości posiadanych środków, z uwzględnieniem możliwych zmian w strukturze finansowania tej działalności

Polenergia S.A. dąży do finansowania poszczególnych projektów w 70% udziałem kredytów, a w 30% kapitałem własnym. Na dzień 31 grudnia 2014 roku Spółka planuje ponieść nakłady w 2015 roku na rzeczowe aktywa trwałe i inwestycje kapitałowe w łącznej kwocie około 315 milionów złotych. Kwoty te przeznaczone będą na dokapitalizowanie spółek zależnych i wydatki związane z developmentem realizowanych projektów.

Otrzymane przez spółki zależne środki stanowiąc będą wkład własny Polenergia S.A. do nowo realizowanych inwestycji. W szczególności przekazane przez Polenergia S.A. środki służyć będą sfinansowaniu nakładów na development oraz rozpoczęcie budowy kolejnych farm wiatrowych.

23. Ocena czynników i nietypowych zdarzeń mających wpływ na wynik z działalności za rok obrotowy, z określeniem stopnia wpływu tych czynników lub nietypowych zdarzeń na osiągnięty wynik oraz ważniejsze zdarzenia mające znaczący wpływ na działalność oraz wyniki finansowe grupy kapitałowej emitenta w roku obrotowym lub których wpływ jest możliwy w latach następnych

W punkcie 6 przeanalizowano szczegółowo ważne zdarzenia mające znaczny wpływ na działalność i wyniki finansowe Emitenta. Wszystkie te zdarzenia mają charakter typowy dla prowadzonej działalności.

24. Charakterystyka zewnętrznych i wewnętrznych czynników istotnych dla rozwoju przedsiębiorstwa emitenta oraz opis perspektyw rozwoju działalności emitenta co najmniej do końca roku obrotowego następującego po roku obrotowym, za który sporządzono sprawozdanie finansowe zamieszczone w raporcie rocznym, z uwzględnieniem elementów strategii rynkowej przez niego wypracowanej oraz charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej emitenta

Zewnętrzne czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej

Perspektywy rozwoju sektora OZE w Polsce oraz polityka Energetyczna Unii Europejskiej

Szerzej, politykę Unii Europejskiej oraz perspektywy rozwoju sektora OZE opisano w punkcie 4 niniejszego sprawozdania.

Pozycja konkurencji

Unikalne doświadczenia oraz kompetencje Grupy w zakresie tworzenia, finansowania i zarządzania projektami energetycznymi (zarówno w obszarze OZE jak i innych segmentach rynku) powinny umożliwić skuteczne konkurowanie.

Dostępność finansowania dla dewelopowanych projektów

Emitent dąży do finansowania poszczególnych projektów w formule project finance z 70% udziałem finansowania zewnętrznego i 30% udziałem własnym. Budowa kolejnych farm wiatrowych, modernizacja istniejących urządzeń oraz rozwój projektów związanych z outsourcingiem wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej będą wymagały znacznych środków na ich sfinansowanie. Nowe projekty będą finansowane poprzez kredyty bankowe, środki własne, emisję akcji (tylko pod warunkiem, że cena akcji będzie odzwierciedlać wartość godziwą spółki) oraz sprzedaż posiadanych udziałów w wybranych projektach.

Dotychczasowe doświadczenia Emitenta w przygotowaniu inwestycji i zabezpieczenia ich finansowania wskazują, iż profesjonalnie skonstruowane biznesplany projektów oraz utrzymywanie dobrych relacji z instytucjami finansowymi umożliwiają zapewnienie finansowania poszczególnych projektów na odpowiednim poziomie.

W przypadku pojawienia się trudności z pozyskaniem podmiotów zainteresowanych nabyciem udziałów, niedojścia emisji akcji do skutku, trudności z pozyskaniem kredytów bankowych Grupa Polenergia S.A. ma możliwość przesunięcia w czasie realizacji poszczególnych projektów inwestycyjnych. W przypadku zaistnienia takich okoliczności, Emitent będzie rozważał inne formy finansowania planowanych projektów, łącznie z rozważeniem czasowego odwróceniem proporcji pomiędzy udziałami sprzedawanymi i zatrzymanymi.

Wewnętrzne czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej

Sprawność operacyjna obiektów

Polenergia S.A. nieustannie monitoruje działalność operacyjną obiektów, którymi zarządza, co pozwala bardzo szybko reagować na ewentualne zagrożenia osiągnięcia ich planowanej sprawności i dyspozycyjności oraz unikać niedotrzymania warunków kontraktowych dostaw energii. Ponadto Grupa doskonalą procedury eksploatacji obiektów oraz zawiera umowy ubezpieczenia lub stosuje zapisy w kontraktach pozwalające przenieść ewentualne, dodatkowe koszty eksploatacyjne na podwykonawców.

Rozwój działalności w zakresie tworzenia nowych projektów

Kluczowe dla możliwości konkurowania na rynku outsourcingu energetyki przemysłowej oraz rynku energii ze źródeł odnawialnych, a co za tym idzie dla wyników finansowych, które będą osiągnięte w przyszłości jest zdolność do tworzenia i zarządzania nowymi projektami. Grupa Polenergia dysponuje wysoko wykwalifikowaną i zaangażowaną w realizację strategii kadrą menedżerską i inżynierską. W ciągu prawie dziesięciu lat działalności Polenergia S.A. zbudowała doświadczony Zespół Rozwoju Projektów, gwarantujący ciągłość prac nad nowymi projektami i zakończenie ich sukcesem, a także zyskał unikalne na polskim rynku doświadczenia umożliwiające elastyczne dopasowywanie oferowanych rozwiązań do indywidualnych potrzeb i możliwości klientów, dzięki stosowaniu najbardziej zaawansowanych technologii energetycznych oraz konstrukcji prawnych. Ponadto, Emitent systematycznie podnosi efektywność działania Grupy, m.in. dzięki nowoczesnym rozwiązaniom informatycznym do budżetowania projektów oraz monitoringu kosztów.

Opis perspektyw rozwoju działalności gospodarczej Grupy Kapitałowej

Szerzej, politykę w zakresie kierunków rozwoju grupy kapitałowej Emitenta opisano w punkcie 4 niniejszego sprawozdania.

25. Zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem emitenta i jego grupą kapitałową

W roku obrotowym 2014 nie wystąpiły zmiany w podstawowych zasadach zarządzania przedsiębiorstwem Emitenta i jego grupą kapitałową.

26. Wszelkie umowy zawarte między emitentem a osobami zarządzającymi, przewidujące rekompensatę w przypadku ich rezygnacji lub zwolnienia z zajmowanego stanowiska bez ważnej przyczyny lub gdy ich odwołanie lub zwolnienie następuje z powodu połączenia emitenta przez przejęcie

Prezes Zarządu – Zbigniew Prokopowicz jest stroną umowy o pracę zawartą ze Spółką. Umowa zawarta została na czas nieokreślony i może być wypowiedziana przez każdą ze stron za dwunastomiesięcznym wypowiedzeniem.

Pan Jacek Głowacki jest stroną umowy o pracę ze Spółką. Wspomniana umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 6 miesięcy.

Pani Anna Kwarcińska jest stroną umowy o pracę ze Spółką. Wspomniana umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 12 miesięcy.

Pan Michał Kozłowski jest stroną umowy o pracę ze Spółką. Wspomniana umowa zawarta jest na czas nieokreślony. Okres wypowiedzenia tej umowy to 12 miesięcy.

27. Wartość wynagrodzeń, nagród lub korzyści, w tym wynikających z programów motywacyjnych lub premiovych opartych na kapitale emitenta, w tym programów opartych na obligacjach z prawem pierwszeństwa, zamiennych, warrantach subskrypcyjnych (w pieniądzu, naturze lub jakiegokolwiek innej formie), wypłaconych, należnych lub potencjalnie należnych, odrębnie dla każdej z osób zarządzających i nadzorujących emitenta w przedsiębiorstwie emitenta, bez względu na to, czy odpowiednio były one zaliczane w koszty, czy też wynikały z podziału zysku; w przypadku gdy emitentem jest jednostka dominująca, wspólnik jednostki współzależnej lub znaczący inwestor - oddzielnie informacje o wartości wynagrodzeń i nagród otrzymanych z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych; jeżeli odpowiednie informacje zostały przedstawione w sprawozdaniu finansowym - obowiązek uznaje się za spełniony poprzez wskazanie miejsca ich zamieszczenia w sprawozdaniu finansowym

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały przedstawione w nocie 44 do sprawozdania finansowego.

28. Określenie łącznej liczby i wartości nominalnej wszystkich akcji (udziałów) emitenta oraz akcji i udziałów w jednostkach powiązanych emitenta, będących w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących emitenta (dla każdej osoby oddzielnie)

Osoby Zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień 31 grudnia 2014 roku nie posiadają akcji Spółki.

29. Informacje o znanych emitentowi umowach (w tym również zawartych po dniu bilansowym), w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy

Emitentowi nie są znane żadne umowy w wyniku których mogą w przyszłości nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy.

30. Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

W chwili obecnej w Spółce nie funkcjonuje program akcji pracowniczych.

31. Informacje o:

a) dacie zawarcia przez emitenta umowy, z podmiotem uprawnionym do badania sprawozdań finansowych, o dokonanie badania lub przeglądu sprawozdania finansowego lub skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz okresie, na jaki została zawarta ta umowa

Umowa z dnia 4 lipca 2014 roku pomiędzy Polish Energy Partners S.A. a KPMG Audyt Sp. z o.o. sp. k. z siedzibą w Warszawie, ul. Chłodna 51, 00-867 Warszawa na przeprowadzenie przeglądu śródrocznych jednostkowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych.

Umowa z dnia 20 października 2014 roku pomiędzy Polenergia S.A. a KPMG Audyt Sp. z o.o. sp. k. z siedzibą w Warszawie, ul. Chłodna 51, 00-867 Warszawa na przeprowadzenie przeglądu śródrocznych jednostkowych i skonsolidowanych sprawozdań finansowych.

Umowa z dnia 20 listopada 2013 roku pomiędzy Polenergia S.A. a KPMG Audyt Sp. z o.o. sp. k. z siedzibą w Warszawie, ul. Chłodna 51, 00-867 Warszawa na przeprowadzenie badania sprawozdania finansowego Spółki za rok kończący się 31 grudnia 2014 roku oraz badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok kończący się 31 grudnia 2014 roku.

b) wynagrodzeniu podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych, wypłaconym lub należnym za rok obrotowy

Łączna wysokość wynagrodzenia wynikającego z wymienionych wyżej umów wynosi 380 tysięcy złotych.

32. Opis istotnych pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym

Opis pozycji pozabilansowych w ujęciu podmiotowym, przedmiotowym i wartościowym został przedstawiony w nocie 31 do sprawozdania finansowego.