

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

SKONSOLIDOWANY RAPORT KWARTALNY

ZA III KWARTAŁ 2014 ROKU

Zbigniew Prokopowicz – Prezes Zarządu

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Michał Kozłowski – Wiceprezes Zarządu

Anna Kwarcieńska – Wiceprezes Zarządu

Warszawa, 12 listopada 2014 roku

Spis treści

A.	INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	4
1.	Łączny rachunek zysków i strat za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku;.....	5
2.	Otoczenie prawne.....	8
3.	Struktura organizacyjna Grupy.....	8
4.	Strategia rozwoju Grupy	8
4.1	Wprowadzenie	8
4.2	Działalność Grupy obejmuje następujące podstawowe segmenty działalności w podziale na rodzaj działalności i wykorzystywane nośniki energii:.....	10
4.3	Strategia rozwoju.....	11
4.4	Otoczenie rynkowe i regulacyjne.....	14
4.4.1	Perspektywy rozwoju sektora OZE w Polsce.....	14
4.4.2	Polityka energetyczna Unii Europejskiej.....	15
4.4.3	Projekt Ustawy OZE.....	17
5.	Opis działalności Grupy	19
5.1	Działalność podstawowa, produkty, towary, usługi Grupy.....	19
5.2	Segment - Wytwarzanie.....	21
5.3	Segment – Przesył i Dystrybucja	31
5.4	Segment – Handel hurtowy i Sprzedaż.....	34
B.	POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	36
1.	Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w śródrocznym 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.....	37
2.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących.	39
3.	Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym w stosunku do wyników.	41
4.	Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe	42
5.	Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu emitenta na dzień przekazania raportu kwartalnego 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 oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego	42
6.	Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności	42
7.	Informacje ogólne.....	42
8.	Skład osobowy Zarządu oraz Rady Nadzorczej jednostki dominującej	43
C.	ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 30 WRZEŚNIA 2014 ROKU WRAZ Z RAPORTEM NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA Z PRZEGLĄDU	44
1.	Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	51
1.1	Czas trwania Spółki i jednostek Grupy Kapitałowej.....	51
1.2	Wskazanie okresów, za które prezentowane jest śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe.....	51
1.3	Zatwierdzenie sprawozdania finansowego	51
1.4	Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania	51
1.5	Struktura organizacyjna Grupy.....	52

2.	Skonsolidowany rachunek zysków i strat Grupy Neutron za okres 1 miesiąca zakończony 30 września 2014 roku tj. od momentu objęcia kontroli;.....	54
3.	Segmenty operacyjne.....	56
4.	Pozostałe noty	59
4.1	Przychody ze sprzedaży.....	59
4.2	Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	59
4.3	Koszty wg rodzaju	59
4.4	Pozostałe przychody operacyjne.....	60
4.5	Pozostałe koszty operacyjne	60
4.6	Przychody finansowe	60
4.7	Koszty finansowe	61
4.8	Przepływy środków pieniężnych	61
4.9	Objaśnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności emitenta w prezentowanym okresie.....	63
4.10	Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki	63
4.11	Zmiany wielkości szacunkowych	64
4.12	Informację dotyczącą emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych.....	65
4.13	Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane.....	65
4.14	Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego.....	66
4.15	Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej z uwzględnieniem informacji w zakresie:	66
4.16	Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi	66
4.17	Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń i gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.....	66
4.18	Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta.....	67
4.19	Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.....	67
4.20	Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym	67
4.20.1	Ryzyko stopy procentowej.....	67
4.20.2	Ryzyko walutowe.....	68
4.20.3	Ryzyko związane z płynnością.....	69
4.21	Zarządzanie kapitałem.....	69
4.22	Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieujętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe emitenta	69
D.	KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA POLENERGIA S.A.	71

**A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU
KWARTALNEGO**

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 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 niniejszego Raportu.

Zaprezentowane wyniki pozwalają na pełną analizę skutków ekonomicznych przeprowadzonej Transakcji i obrazują pełną skalę działalności połączonych podmiotów w skali 9 miesięcy wraz z danymi porównywalnymi.

Przy sporządzaniu łącznych informacji finansowych przyjęto następujące założenia :

- transakcja Zamknięcia szerzej opisana w nocie 1.5 nastąpiła 1 stycznia 2013 roku;
- efekt alokacji ceny nabycia został rozpoznany za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku;

Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego)	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Różnica r/r
Przychody ze sprzedaży	1 948 447	696 860	1 251 587
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	65 268	26 040	39 228
Przychody ze sprzedaży	2 013 715	722 900	1 290 815
w tym Polenergia Obrót	1 567 806	280 967	1 286 839
Koszt własny sprzedaży	(1 936 378)	(651 174)	(1 285 204)
w tym Polenergia Obrót	(1 561 028)	(276 102)	(1 284 926)
Zysk brutto ze sprzedaży	77 337	71 726	5 611
Pozostałe przychody operacyjne	5 546	4 939	607
Koszty ogólnego zarządu	(23 317)	(24 195)	878
Pozostałe koszty operacyjne	(2 524)	(2 888)	364
EBITDA	119 393	103 997	15 396
Eliminacja przychodów z tytułu leasingu turbin		(1 403)	1 403
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(4 991)	-	(4 991)
Skorygowana EBITDA	114 402	102 594	11 808
Przychody finansowe	11 177	21 379	(10 202)
Koszty finansowe	(33 521)	(38 414)	4 893
Zysk (Strata) brutto	34 698	32 547	2 151
Podatek dochodowy	(1 607)	(4 579)	2 972
Zysk (Strata) netto	33 091	27 968	5 123
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia	814	-	814
Eliminacja przychodów z tytułu leasingu turbin		(1 136)	1 136
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	279	1 391	(1 112)
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta	(386)	(1 579)	1 193
Eliminacja efektu wyceny kredytów	1 041	(5 023)	6 064
Skorygowany Zysk Netto	34 839	21 620	13 219
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	112 580	101 186	11 394
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	25,2%	22,9%	2,4%

* skorygowane o rozpoznane przychody (koszty) w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2014 roku 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 11,8 mln PLN (11,5%) oraz zysku netto o 13,2 mln PLN (ponad 61%).

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

- Istotnego wzrostu wyników osiągniętych przez segment **dystrybucji** (o 5,1 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 9 miesięcy 2014 o 3,8 mln PLN r/r;
- Lepszego wyniku segmentu **energetyki wiatrowej** (o 0,9 mln PLN), który wynika z lepszych warunków wietrznych w stosunku do ubiegłego roku;
- Lepszego wyniku segmentu **developmentu** (o 2,3 mln PLN) wynikającego z ograniczenia kosztów oraz ich innej alokacji;
- Nieco gorszego (0,6 mln PLN tj. poniżej 1%) wyniku segmentu **energetyki konwencjonalnej** co było w głównej mierze spowodowane niższym zapotrzebowaniem na ciepło przez odbiorców.

Analiza wyników za 3 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 9 miesięcy 2014 roku 80% przychodów Grupy) wzrosła w omawianym okresie o ponad 2 p.p. do **25,2% z 22,9%**.

Od 2015 roku wyniki Grupy będą obejmowały rezultaty osiągnięte przez farmy wiatrowe Gawłowice oraz Rajgród oddane do użytku w 4 kwartały 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. 14MWe zwiększającej sprzedaż energii elektrycznej o kolejne 38 GWh.

Na kolejnej stronie przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w okresie 3 kwartałów 2014 oraz 2013 roku w podziale na segmenty działalności.

Za okres zakończony 30.09.2014	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Niealokowane koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	268 344	-5 921	50 801	45 233	104 389	1 545 809	68	4 991	2 013 715
Koszty operacyjne	-227 819	5 286	-47 662	-29 929	-89 525	-1 539 131	-2	-7 596	-1 936 378
w tym amortyzacja	32 119	1	2 760	16 913	2 941	22	0	7 596	62 351
Zysk brutto ze sprzedaży	40 525	-635	3 139	15 304	14 864	6 679	66	-2 605	77 337
Koszty ogólnego zarządu	-4 487	14	0	0	-4 475	-4 885	-9 484	0	-23 317
Pozostała działalność operacyjna	-181	328	-422	3 280	632	7	-622	0	3 022
Zysk z działalności operacyjnej	35 857	-293	2 717	18 584	11 021	1 801	-10 040	-2 605	57 042
EBITDA	67 976	-292	5 477	35 497	13 962	1 822	-10 040	4 991	119 393
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								-4 991	-4 991
Skorygowana EBITDA	67 976	-292	5 477	35 497	13 962	1 822	-10 040	0	114 402
Wynik na działalności finansowej	-2 604	885	-1 197	-13 916	-1 336	-795	-3 381	0	-22 344
Zysk (Strata) brutto	33 253	592	1 520	4 668	9 685	1 006	-13 421	-2 605	34 698
Podatek dochodowy									-1 607
Zysk (strata) netto za okres									33 091
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									814
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									279
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-386
Eliminacja efektu wyceny kredytów									1 041
Skorygowany Zysk Netto									34 839

Za okres zakończony 30.09.2013	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Niealokowane koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	267 192	-21 993	42 984	44 328	109 422	280 967	0	0	722 900
Koszty operacyjne	-225 256	21 006	-43 360	-29 818	-97 648	-276 102	0	0	-651 178
w tym amortyzacja	32 166	3	2 875	16 890	2 455	29	0	0	54 419
Zysk brutto ze sprzedaży	41 936	-987	-376	14 510	11 774	4 865	0	0	71 722
Koszty ogólnego zarządu	-4 044	-1 362	0	0	-6 018	-3 797	-8 974	0	-24 195
Pozostała działalność operacyjna	-99	-271	-851	3 164	670	311	-873	0	2 051
Zysk z działalności operacyjnej	37 793	-2 620	-1 227	17 674	6 426	1 379	-9 847	0	49 578
EBITDA	69 959	-2 617	1 648	34 564	8 881	1 408	-9 847	0	103 997
Eliminacja przychodów z tytułu leasingu turbin	-1 403								-1 403
Skorygowana EBITDA	68 556	-2 617	1 648	34 564	8 881	1 408	-9 847	0	102 594
Wynik na działalności finansowej	-4 366	2 578	-1 769	-11 563	-613	-828	-470	0	-17 031
Zysk (Strata) brutto	33 427	-42	-2 996	6 111	5 813	551	-10 317	0	32 547
Podatek dochodowy									-4 579
Zysk (strata) netto za okres									27 968
Eliminacja przychodów z tytułu leasingu turbin (zdarzenie jednorazowe)									-1 136
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									1 391
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-1 579
Eliminacja efektu wyceny kredytów									-5 023
Skorygowany Zysk Netto									21 620

2. Otoczenie prawne

Począwszy od początku września tego roku projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii jest rozpatrywany przez specjalnie do tego powołaną podkomisję. Podkomisja zakończyć ma rozpatrywanie projektu do końca listopada. Oczekujemy, że projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii zostanie przyjęty przez sejmową komisję nadzwyczajną do spraw energetyki i surowców energetycznych (NES) na początku grudnia.

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 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: Bałtyk Północny S.A., Bałtyk Środkowy II Sp. z o.o., 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.

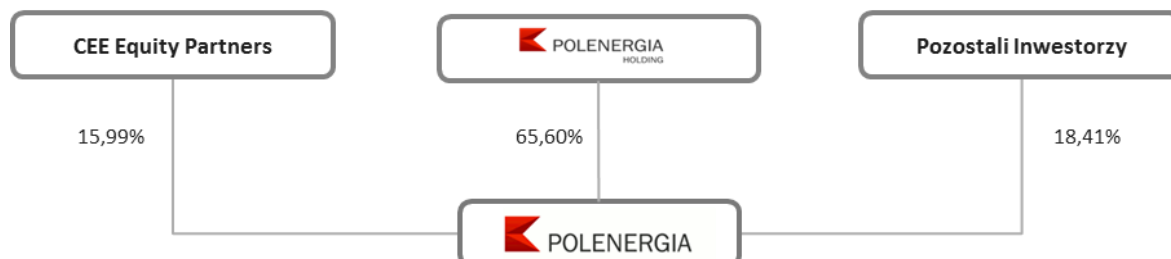
4. Strategia rozwoju Grupy

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 współudziale 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 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⁾ • 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 (Elektrownia Północ)⁽³⁾ 		

⁽¹⁾ Projekty planowane. Przewidywane rozpoczęcie budowy: 2020 Bałtyk Środkowy III oraz 2024 Bałtyk Środkowy 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.

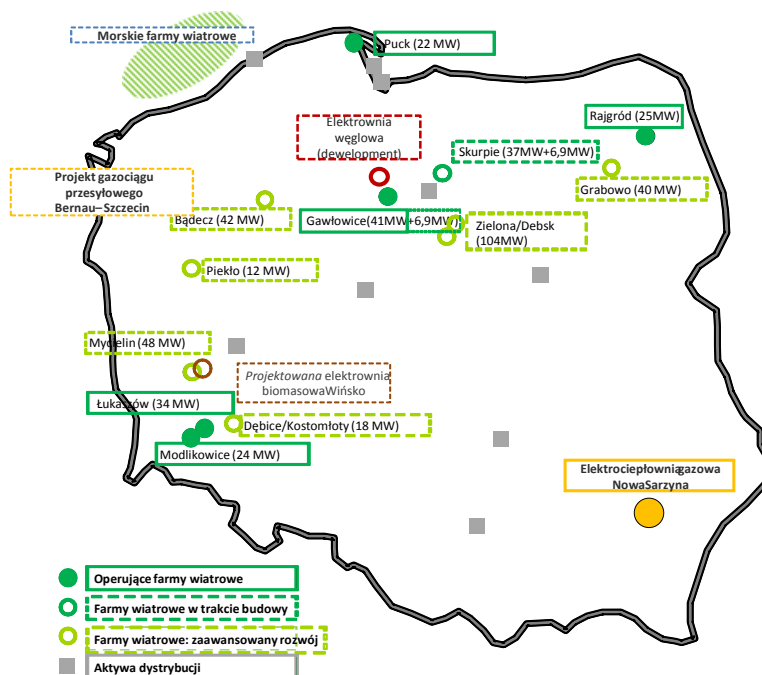
⁽²⁾ Projekt planowany. Przewidywane rozpoczęcie budowy - 2018 r.; rozpoczęcie działalności operacyjnej w 2020 r.

⁽³⁾ Projekt planowany. Grupa zakłada sprzedaż elektrowni węglowej w 2016 r., lecz w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy.

⁽⁴⁾ Projekt planowany. Przewidywany początek budowy - 2016 r.; planowane rozpoczęcie działalności operacyjnej - 2018 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. 2 Lokalizacja najważniejszych aktywów i projektów Grupy



Źródło: Spółka

* Mapa nie zawiera średnio zaawansowanego / wczesnego developmentu farm wiatrowych na łdździe o wielkości 514 MWe

Systematyczny rozwój i wzrost wartości Grupy znajduje odzwierciedlenie w osiągniętych wynikach finansowych. Połączone wyniki za 9 miesięcy 2014 roku na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto prezentują istotny wzrost r/r, odpowiednio EBITDA o 11,8 mln PLN (11,5%) oraz zysku netto o 13,2 mln PLN (ponad 61%).

Potwierdzeniem pozytywnych trendów jest wzrost marży EBITDA na wyniku skorygowanym (z wyłączeniem działalności obrotu) o ponad 2 p.p. do 25,2% z 22,9% w ubiegłym roku.

Poprawa wyników została zanotowana we wszystkich segmentach działalności (za wyjątkiem energetyki konwencjonalnej), w szczególności w obszarach dystrybucji oraz biomasy.

Szczegółowe informacje dotyczące wyników finansowych Grupy zostały przedstawione w dalszej części raportu.

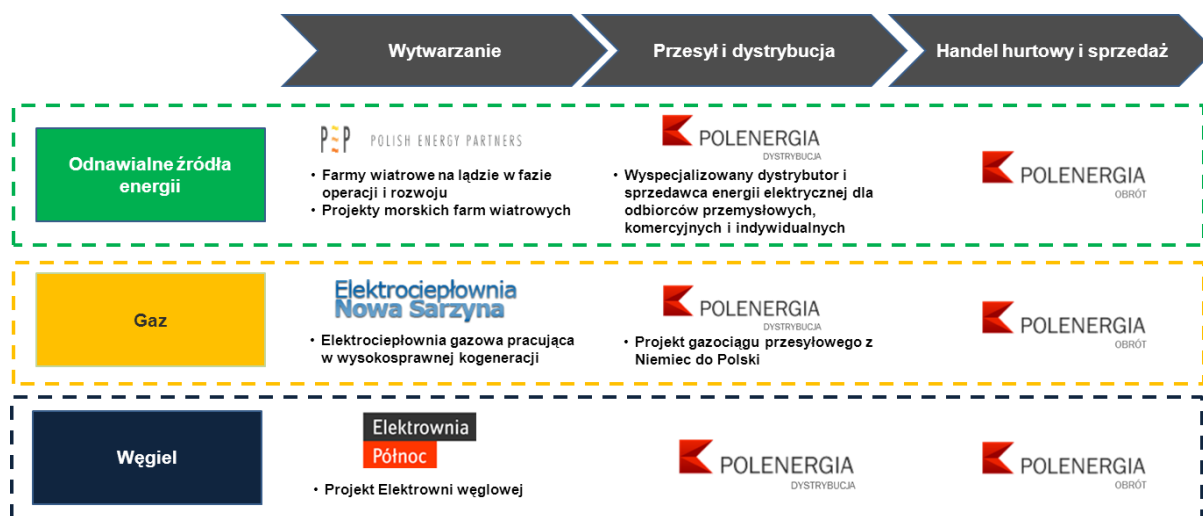
4.3 Strategia rozwoju

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 osiąganych marż, dzięki pełnej kontroli łańcucha wartości.

Rys. 3 Łańcuch wartości pionowo zintegrowanej Grupy



Źródło: Spółka

Maksymalizacja wyników oraz rentowności Grupy będzie osiągnięta 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 eskpozycję 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.

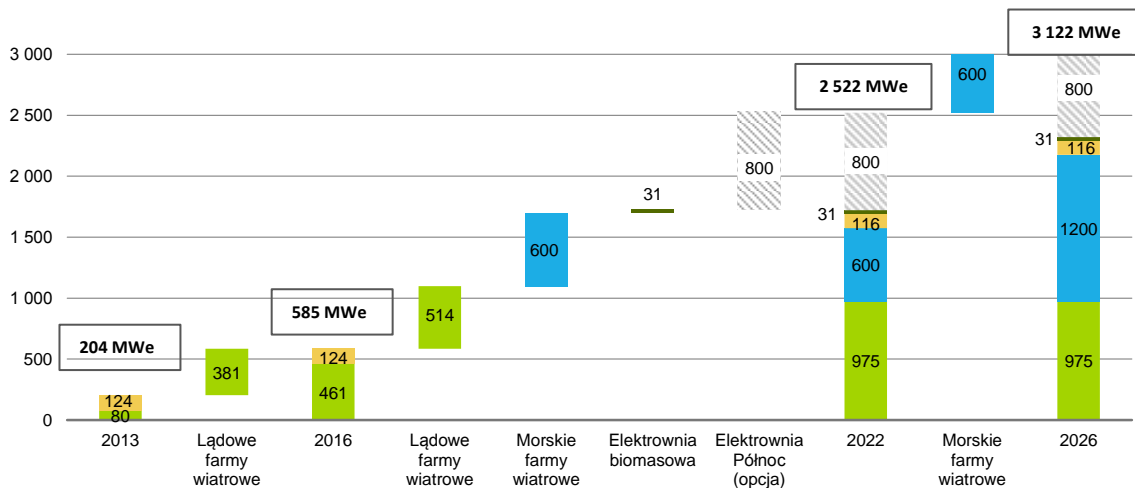
Długoterminowa strategia Grupy przewiduje stworzenie zintegrowanej grupy energetycznej obecnej we wszystkich segmentach rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i regulowanej infrastruktury elektrycznej i gazowej. Zapewni to stabilne dochody oraz zwroty 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 461 MWe w lądowych farmach wiatrowych, 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 zwiększą się do max. 2.5 GWe z 601 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 2016 r., lecz w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy.

Rys. 4 Moce wytwórcze Grupy w 2013, 2016, 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 w latach 2014-2016 przez:

- uruchomienie dodatkowych 381 MWe lądowych farm wiatrowych, w tym:
 - 103,7 MWe zostanie oddanych do użytku do IV kwartału 2015 r. zwiększając sprzedaż energii elektrycznej w 2015 r. o ok. 192 GWh i w 2016 r. o kolejne ok. 103 GWh. Po uwzględnieniu dalszej rozbudowy farm o ok.14MWe sprzedaż energii elektrycznej wzrośnie o dodatkowe ok. 38 GWh. Pierwsza farma wiatrowa o mocy 25,3 MWe (Rajgród) została oddana do użytku w IV kwartale 2014r., oddanie kolejnych 41,4 MWe (Gawłowice) jest planowane w IV kwartale 2014, natomiast pozostałe 37 MWe jest aktualnie w budowie i zostanie oddane do użytku w IV kwartale 2015 r.;
 - 204 MWe znajduje się w fazie pozyskiwania finansowania z planowanym terminem oddania do użytkowania w pierwszej połowie 2016 r. Oczekiwany wpływ na łączną sprzedaż energii elektrycznej przez Grupę wynosi 604 GWh.

- 73,3 MWe znajduje się w fazie rozwoju z planowanym terminem oddania do użytkowania do końca 2016 r.
- podpisanie umowy przyłączeniowej, które nastąpiło w sierpniu 2014 r. oraz uzyskanie decyzji środowiskowej dla 1.200 MWe morskich farm wiatrowych;
- zakończenie developmentu 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. 660 mln PLN, z czego ok. 80% zostanie przeznaczonych na finansowanie lądowych farm wiatrowych. Fundusze te częściowo zostały już zapewnione poprzez objęcie akcji przez CEE Equity za wkład pieniężny w kwocie 240 mln PLN. Środki te zostaną przeznaczone na finansowanie lądowych farm wiatrowych. Pozostałe 420 mln PLN zostanie pozyskane poprzez planowaną emisję akcji bez prawa poboru w pierwszej połowie 2015 r.

Faza 2, realizowana w latach 2017-2022 przez:

- uruchomienie kolejnych 514 MWe lądowych farm wiatrowych;
- uruchomienie 600 MWe morskich farm wiatrowych oraz zakończenie developmentu do etapu projektu gotowego do budowy kolejnych 600 MWe.
- uruchomienie gazociągu pomiędzy Niemcami i Polską o przepustowości do 5 mld m³ gazu rocznie.

Zarząd szacuje, że środki własne konieczne na realizację Fazy 2 za wyjątkiem projektów morskich farm wiatrowych będą pochodzić z nadwyżek pieniężnych wypracowanych przez Grupę. 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 po roku 2016 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 przejściach, Grupa może w przyszłości być potencjalnym atrakcyjnym polskim inwestorem aktywnym w dalszej prywatyzacji energetyki w Polsce i innych aktywów w sektorze energetycznym.

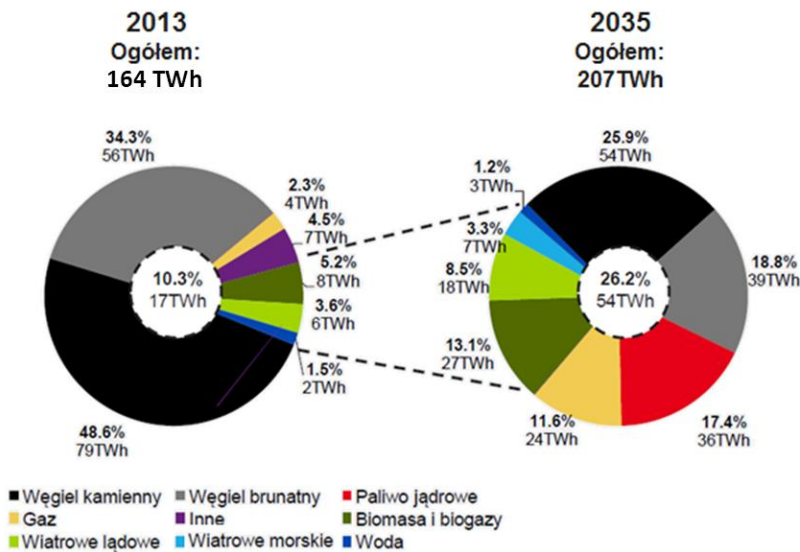
4.4 Otoczenie rynkowe i regulacyjne

4.4.1 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. 5 Udział OZE w produkcji energii elektrycznej Polski (%)



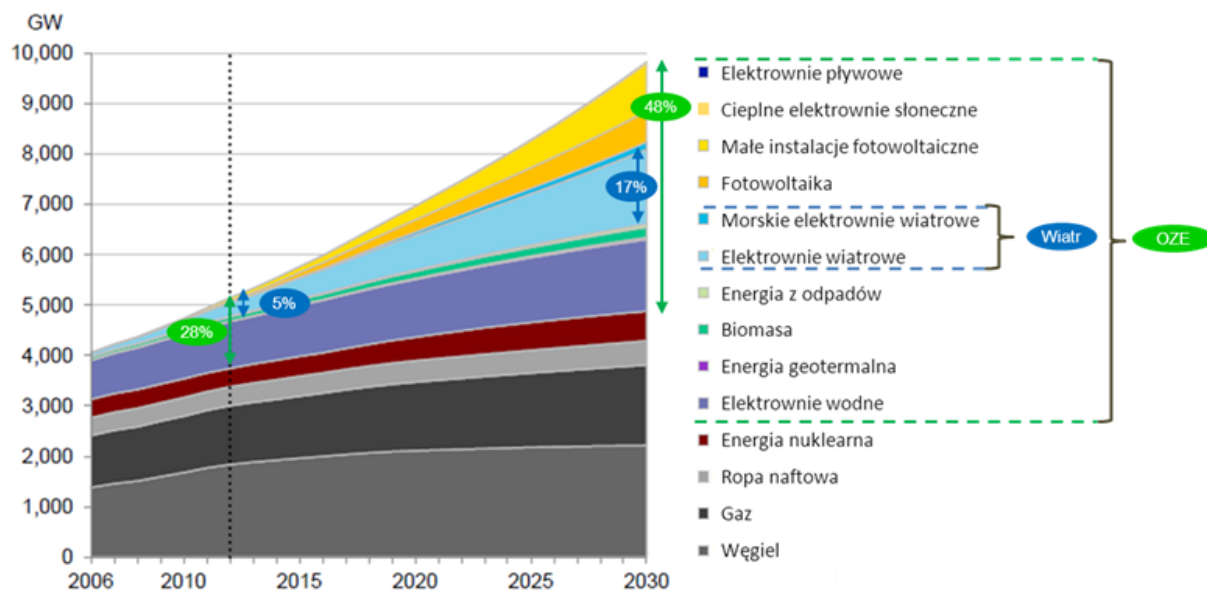
Źródło: ARE (dane na grudzień 2013), Polish power market scenarios, Reference Scenario, Redpoint, grudzień 2013 (dane dla 2035)

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 Projekcie Ustawy OZE nad którą trwają aktualnie prace w parlamencie.

4.4.2 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. 6 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.

4.4.3 Projekt Ustawy 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 prowadzone są prace nad Projektem Ustawy OZE.

W dniu 8 kwietnia 2014 r. Rada Ministrów zatwierdziła Projekt Ustawy OZE (wprowadzając autopoprawki w dniu 11 czerwca 2014 r.), a 8 lipca 2014 r. projekt wpłynął do Sejmu.

Począwszy od początku września tego roku projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii jest rozpatrywany przez specjalnie do tego powołaną podkomisję. Podkomisja zakończyć ma rozpatrywanie projektu do końca listopada. Oczekujemy, że projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii zostanie przyjęty przez sejmową komisję nadzwyczajną do spraw energetyki i surowców energetycznych (NES) na początku grudnia.

Projekt Ustawy OZE przewiduje utrzymanie obecnego systemu wsparcia dla źródeł OZE w postaci zielonych certyfikatów dla instalacji, które zostaną oddane do użytku przed wejściem w życie Projektu Ustawy OZE. Jednocześnie w celu utrzymania cen certyfikatów na wysokim poziomie, mechanizmy zawarte w Projekcie Ustawy 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 Projektu 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 umożliwiać 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 Projekcie Ustawy 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 Projektu Ustawy OZE (oczekiwana data to 1 stycznia 2016 r. aczkolwiek Zarząd uważa, że istnieją przesłanki, że ta data przesunie się podczas konsultacji na połowę lub koniec 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 0,5x certyfikatu na 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 określane corocznie w oparciu o przewidywaną ilość energii wytwarzanej z OZE pozwalając na zbilansowanie popytu i podaży zielonych certyfikatów. Opcja wypełnienia obowiązku za pomocą opłat zastępczych nie będzie dostępna w przypadku, gdy ceny certyfikatów spadną poniżej 75% wartości opłaty zastępczej w okresie 3 miesięcy poprzedzających datę wypełnienia obowiązku (umorzenia świadectw pochodzenia). Dodatkowo zostaną wprowadzone niekorzystne zasady traktowania kosztów wynikających z płacenia opłaty zastępczej w rozliczeniu podatku, co wpłynie na zwiększenie popytu na certyfikaty i wzrost ich ceny do poziomu zbliżonego do opłaty zastępczej. Prognozy rynkowe wykorzystywane przez zarząd długoterminowo zakładają, że nowe przepisy utrzymają ceny certyfikatów na poziomie zbliżonym do opłaty zastępczej (ok. 300 PLN/MWh);
- Dozwolone bilateralne kontrakty: Projekt Ustawy OZE podtrzymuje możliwość sprzedawania certyfikatów w ramach długoterminowych kontraktów;
- Opcja przejścia do systemu aukcyjnego wszystkie projekty w ramach dotychczasowego systemu certyfikatów będą miały możliwość zmiany na system aukcji (poza instalacjami współspalania, jeżeli energetyczny udział biomasy w miksie paliwowym takiej instalacji jest poniżej 20%).

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 Projektu Ustawy OZE na Grupę

Projektowane zmiany uregulowań (przede wszystkim wynikające z Projektu 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 (105,3 MWe), jak i projektów w budowie i developmencie (355,7 MWe), które mają zostać uruchomione do 2016 r. (tj. według szacunków Zarządu jeszcze przed planowanym wejściem w życie Projektu Ustawy OZE);
- Możliwość wyboru między dotychczasowym i nowym systemem wsparcia: istniejące jednostki wytwórcze OZE mają możliwość przejścia w dowolnym momencie do systemu taryf gwarantowanych 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. Projekt Ustawy 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 zdywersyfikowana 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⁾ 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 (Elektrownia Północ) ⁽³⁾ 		

⁽¹⁾ Projekty planowane. Przewidywane rozpoczęcie budowy: 2020 Bałtyk Środkowy III oraz 2024 Bałtyk Środkowy 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.

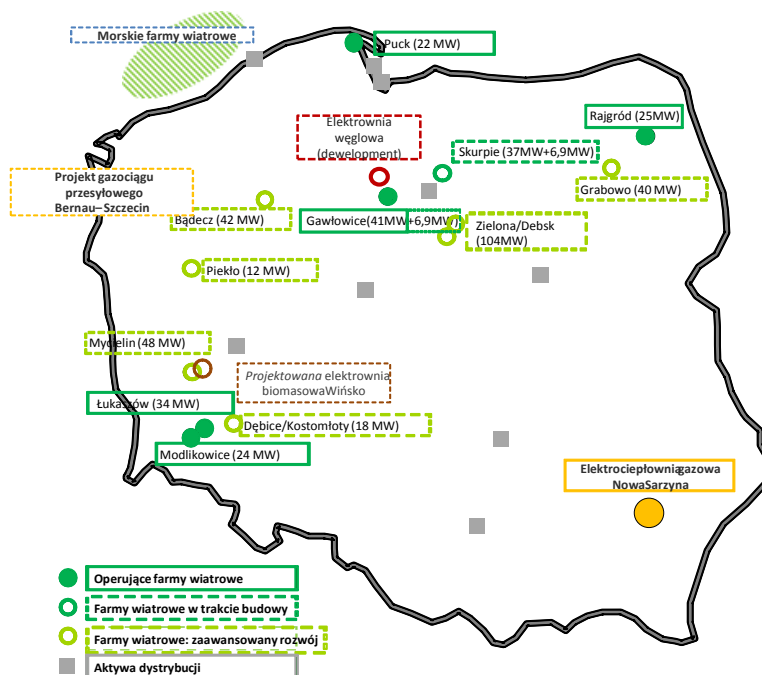
⁽²⁾ Projekt planowany. Przewidywane rozpoczęcie budowy - 2018 r.; rozpoczęcie działalności operacyjnej w 2020 r.

⁽³⁾ Projekt planowany. Grupa zakłada sprzedaż elektrowni węglowej w 2016 r., lecz w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy.

⁽⁴⁾ Projekt planowany. Przewidywany początek budowy - 2016 r.; planowane rozpoczęcie działalności operacyjnej - 2018 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. 7 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)

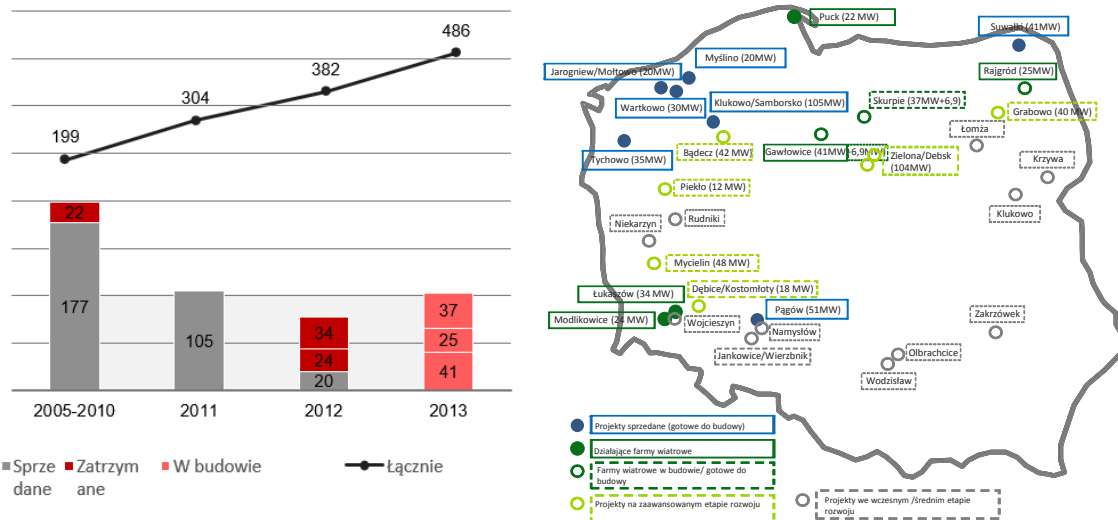
Wytwarzanie energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych

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). Do końca IV kwartału planowane jest również oddanie do użytkowania farmy Gawłowice (41,4 MWe).

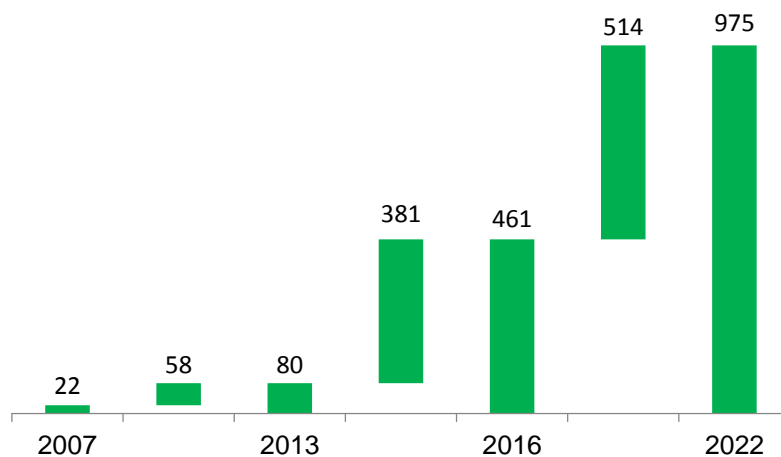
Grupa posiada portfel 23 projektów lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy 975 Mwe, co widać na poniższym rysunku:

Rys. 8 Farmy wydevelopowane przez Grupę oraz mapa lądowych farm wiatrowych



Źródło: Spółka

Rys. 9 Szacowany wzrost mocy zainstalowanej farm wiatrowych eksploatowanych przez Grupę (Mwe)










Źródło: Spółka

Projekty FW zrealizowane (80 MWe)

Grupa posiada trzy działające farmy wiatrowe zlokalizowane w Pucku, Łukaszkowie i Modlikowicach o mocach odpowiednio: 22 MWe, 34 MWe i 24 MWe (łącznie 80 MWe). We wszystkich trzech farmach wiatrowych wykorzystano finansowanie dłużne pochodzące od instytucji finansowych o międzynarodowej skali działania. Dostarczają one energię elektryczną na podstawie długoterminowych kontraktów z odbiorcami.

Rys. 10 Lądowe farmy wiatrowe – portfel operacyjny Grupy

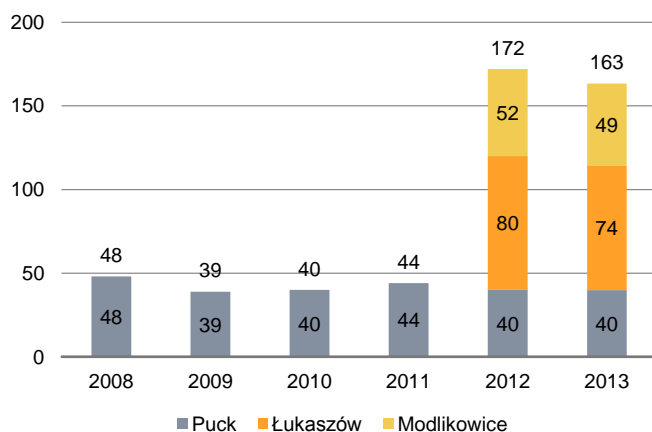
Farma wiatrowa	Zainstalowana moc (MW)	Produktywność – Load factor (P-50)	Uruchomienie	Turbiny	Odbiorcy
 Puck	22	22%	2006	11 x 2 MW Gamesa G80 Wysokość: 80m	 
 Łukaszów	34	29% ²	2011	17 x 2 MW Vestas V90 2.0 Wysokość: 105m	
 Modlikowice	24	28% ²	2011	12 x 2 MW Vestas V90 2.0 Wysokość: 105m	
Suma / Średnia ¹	80	27%			

1 Średnia ważona wg zainstalowanej mocy

2 Przewidywana długoterminowa produktywność (load factor).

Źródło: Spółka

Rys. 11 Produkcja energii elektrycznej istniejących farm wiatrowych Grupy (GWh)



Źródło: Spółka

FW Puck

FW Puck zlokalizowana jest w miejscowości Gniezdźewo 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 Energia, 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 (należąca do grupy Tauron Polska Energia).

Projekty FW uruchomione w 2014r. oraz w fazie budowy (104 Mwe):

103,7 MWe zostanie oddanych do użytku do IV kwartału 2015 r. zwiększając sprzedaż energii elektrycznej w 2015 r. o ok. 192 GWh i w 2016 r. o kolejne ok. 103 GWh. Po uwzględnieniu dalszej rozbudowy farm o ok.14MWe sprzedaż energii elektrycznej wzrośnie o dodatkowe ok. 38 GWh. Pierwsza farma wiatrowa o mocy 25,3 MWe (Rajgród) została oddanych do użytku w IV kwartale 2014r., oddanie kolejnych 41,4 MWe (Gawłowice) jest planowane w IV kwartale 2014, natomiast pozostałe 37 MWe (Skurpie) jest aktualnie w budowie i zostanie oddane do użytku w IV kwartale 2015 r. Prognozowane wskaźniki wietrzności są wyższe niż w przypadku projektów zrealizowanych z uwagi na lepsze wyniki badań wietrzności oraz znaczący postęp technologiczny;

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 jest na grudzień 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 terminem oddania do użytku do końca 2016 r.

FW Rajgród

FW Rajgród jest zlokalizowana na terenie gminy Rajgród (województwo podlaskie, powiat grajewski), w rejonie miejscowości Turczyn, Łazarze, Kołaki, Kosiły 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.

FW Skurpie

FW Skurpie zlokalizowana będzie na terenie gminy Płońnica (województwo warmińsko-mazurskie, powiat działdowski), 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 terminem oddania do użytku do końca 2016 r.

Projekty FW w fazie zaawansowanego developmentu (278 MWe w tym dalsza rozbudowa realizowanych obecnie farm o 13,8 MWe), z czego:

- 204 MWe (Mycielin, Zielona/Dębsk, Piekło, Grabowo) znajduje się w fazie pozyskiwania finansowania z planowanym terminem oddania do użytkowania w pierwszej połowie 2016 r. Oczekiwany wpływ na łączną sprzedaż energii elektrycznej przez Grupę wynosi 604 GWh;
- 73,3 MWe znajduje się w fazie rozwoju z planowanym terminem oddania do użytkowania do końca 2016 r.

Średni ważony docelowy wskaźnik wietrzności (tzw. load factor P-50) dla tych projektów wynosi 37% i jest wyższy niż w przypadku projektów zrealizowanych z uwagi na lepsze wyniki badań wietrzności oraz znaczący postęp technologiczny;

FW Mycielín

FW Mycielín zlokalizowana będzie w Polsce południowo-wschodniej. Łączna moc projektu wynosi 48 MWe. Rozpoczął się proces pozyskania finansowania projektu. Grupa planuje, że w I kwartale 2015 roku rozpoczną się prace budowlane, natomiast uruchomienie produkcji planowane jest na przełomie I/II kwartału 2016 roku.

FW Zielona/Dębsk

FW Zielona/Dębsk zlokalizowana będzie w województwie mazowieckim, w powiecie żuromińskim, w gminie Żuromin. Łączna moc projektu wynosi 104 MWe. Rozpoczął się proces pozyskania finansowania projektu. Grupa planuje, że w I kwartale 2015 roku rozpoczną się prace budowlane, natomiast uruchomienie produkcji planowane jest na przełomie I/II kwartału 2016 roku.

FW Grabowo

FW Grabowo zlokalizowana będzie w woj. podlaskim. Łączna moc projektu wynosi 40 MWe. Rozpoczął się proces pozyskania finansowania projektu. Grupa planuje, że w I kwartale 2015 roku rozpoczną się prace budowlane, natomiast uruchomienie produkcji planowane jest na przełomie I/II kwartału 2016 roku.

FW Piekło

FW Piekło zlokalizowana będzie w woj. wielkopolskim. Łączna moc projektu wynosi 12 MWe. Rozpoczął się proces pozyskania finansowania projektu. Grupa planuje, że w I kwartale 2015 roku rozpoczną się prace budowlane, natomiast uruchomienie produkcji planowane jest na przełomie I/II kwartału 2016 roku.

FW Bądecz

FW Bądecz zlokalizowana będzie w woj. wielkopolskim. Łączna moc projektu wynosi 42 MWe. Oddanie projektu do użytku planowane jest w 2016 roku.

FW Kostomłoty/Dębice

FW Kostomłoty/Dębice zlokalizowana będzie w woj. dolnośląskim. Łączna moc projektu wynosi 18 MWe. Oddanie projektu do użytku planowane jest w 2016 roku.

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.

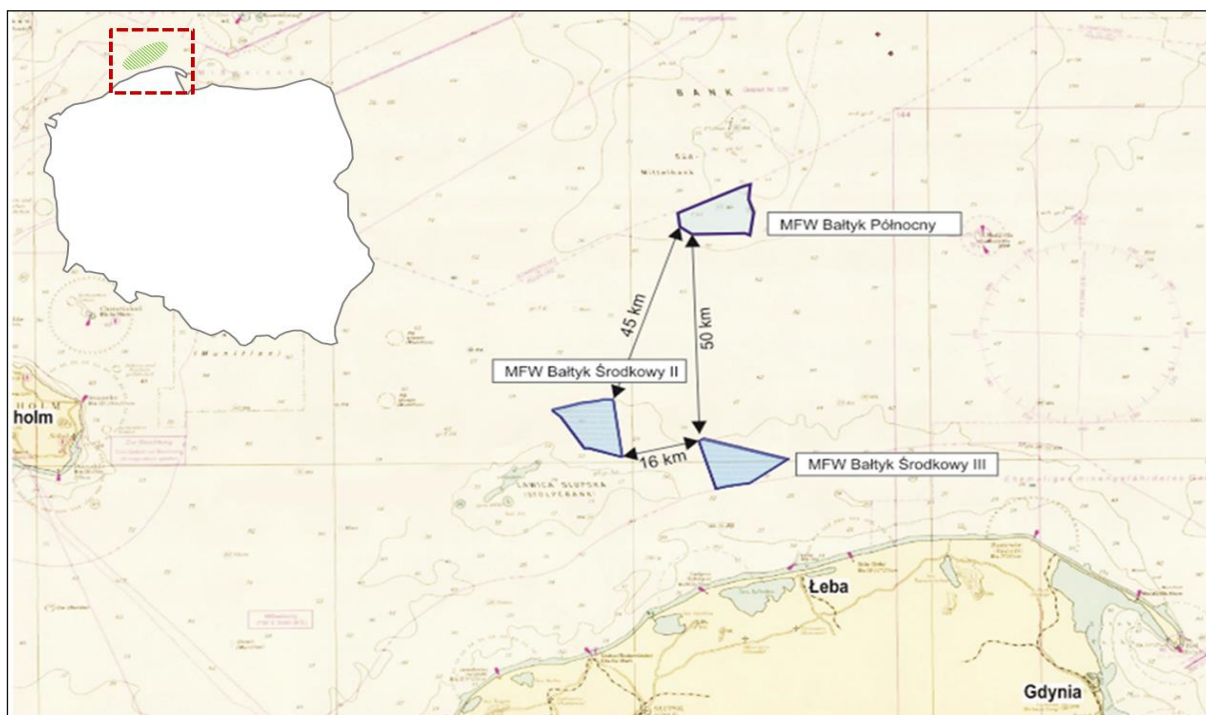
W opinii Zarządu potencjalne istotne znaczenie farm wiatrowych na morzu zostało dostrzeżone przez autorów Projektu Ustawy OZE w którym znalazły się zapisy umożliwiające przeprowadzenie aukcji dla morskich farm wiatrowych, w tym:

- 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. Bałtyk Środkowy II, Bałtyk Środkowy 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. 12 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. 13 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 Bałtyk Środkowy 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. Bałtyk Środkowy 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. Przewidywane uruchomienie produkcji energii elektrycznej nastąpi w 2020 roku. 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 cieplnej. 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) 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 cieplnej, która wygasa w 2020 roku.
- d) Zakład Gospodarki Komunalnej Nowa Sarzyna sp. z o.o. - długoterminowa umowa na dostawę energii cieplnej 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). Na Dzień Zatwierdzenia Prospektu całkowita moc zainstalowana dla EC Zakrzów wynosi 29 MWt energii cieplnej 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.

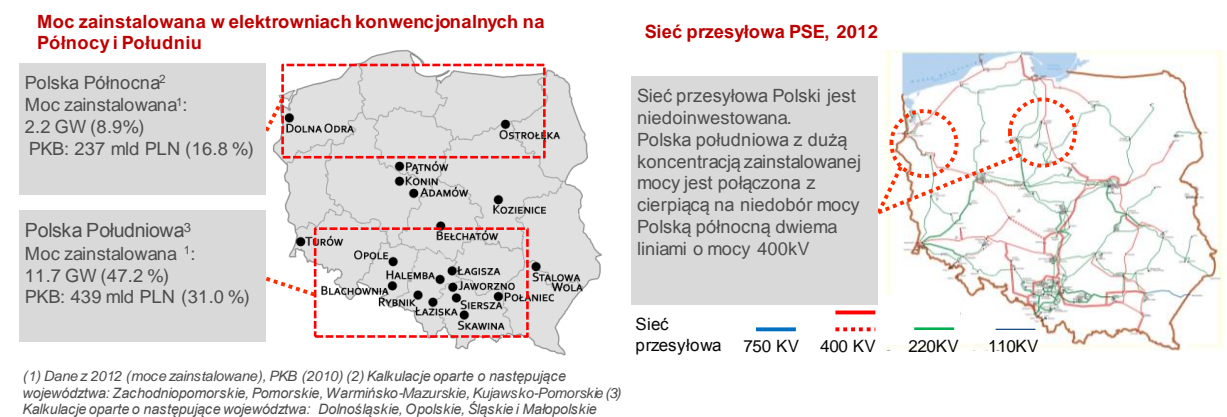
Obszar energii z węgla

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 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 Pelplin w województwie pomorskim.

Rys. 14 Lokalizacja Elektrowni 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 Elektrowni Północ. Zgodnie z umową moment rozpoczęcia prac jest uzależniony od decyzji Grupy. Dotychczas poniesione przez Grupę koszty na projekt Elektrowni Północ według stanu na koniec lipca 2014 roku przez Grupę wyniosły 80,7 mln PLN.

Grupa zakłada sprzedaż projektu elektrowni węglowej w 2016 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. 15 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.

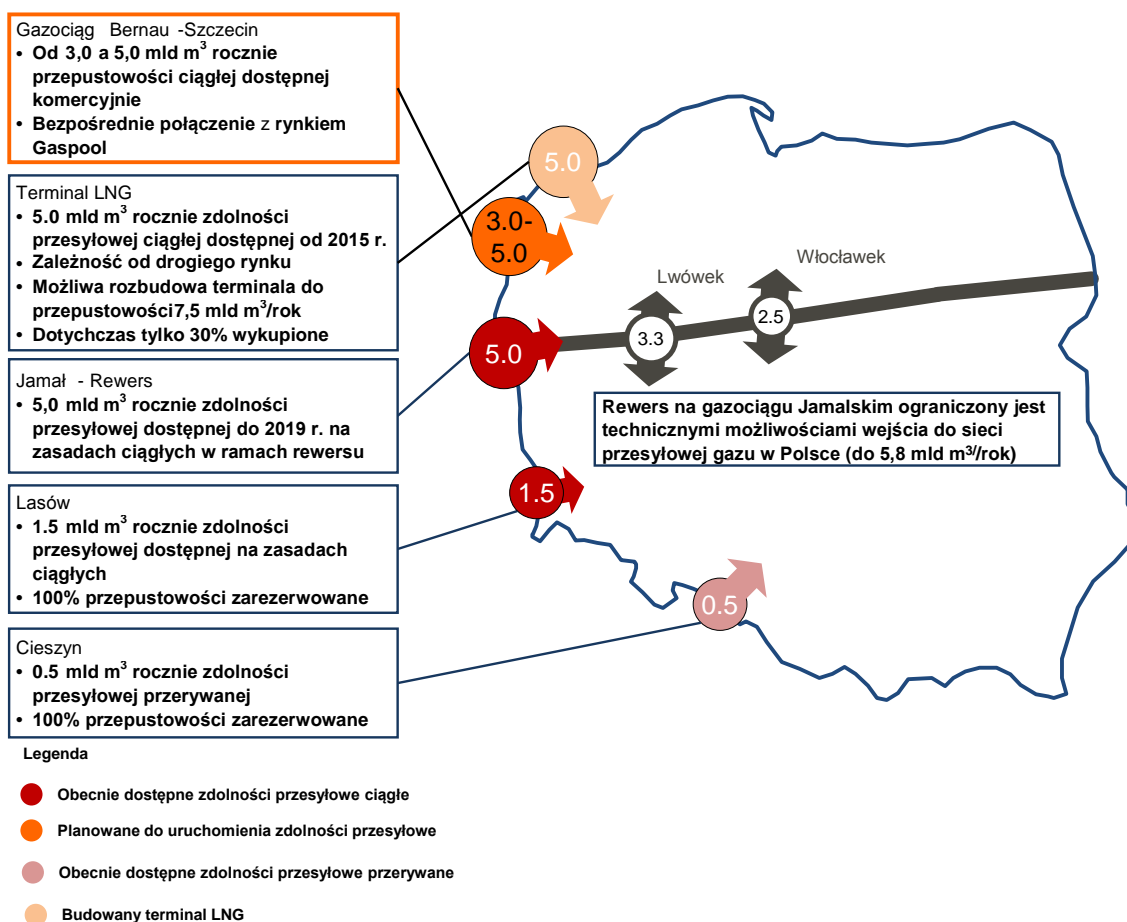
Przesył gazu ziemnego (działalność planowana)

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. 16 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. 17 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 umożliwiającemu 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 odpowiadać 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 rozdzielenia 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 2016 roku oraz rozpoczęcia działalności operacyjnej w 2018 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.

W 2013 roku przedmiotem obrotu spółki Polenergia Obrót było około 3,2 TWh energii elektrycznej. W związku z przejściem jednego z czołowych zespołów traderów w Polsce oraz ze wzrostem podaży energii i odbieranych certyfikatów w Grupie, Zarząd szacuje, że łączny wolumen handlowanej energii zwiększy się do około 13 TWh, począwszy od 2014 r.

Obrót certyfikatami (świadczeniami 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.). Polenergia Obrót planuje zrealizować pierwsze transakcje na rynku hurtowym, zarówno giełdowym jak i pozagiełdowym (OTC), do końca 2014 r.

W ramach Grupy w 2013 r. dokonano obrotu handlowego o wolumenie 44 mm³ gazu (za pośrednictwem Polenergia Kogeneracja).

B. POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO

1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w śródrocznym 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.

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

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe	Okres od 1 stycznia do 30 września 2014	Okres od 1 stycznia do 30 września 2013	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	289,5	98,3	191,2
EBITDA z efektem rozliczenia ceny nabycia	51,6	32,3	19,3
Skorygowana EBITDA nie uwzględniająca efektu rozliczenia ceny nabycia	45,0	32,3	12,7
Zysk netto z efektem rozliczenia ceny nabycia	15,1	4,3	10,8
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia	9,2	4,3	4,9
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia oraz efektu niezrealizowanych różnic kursowych	9,4	5,7	3,8
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia oraz efektu niezrealizowanych różnic kursowych i wyceny dyskonta.	9,1	4,1	4,9
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	10,1	0,0	10,1

Na wynik za trzeci kwartał 2014 roku w porównaniu do wyniku za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wynik lepszy o 19,3 mln PLN):

- Lepszy wynik segmentu energetyki odnawialnej spowodowany przede wszystkim nieco lepszą niż w poprzednim roku wietrznością (łączna EBITDA wyższa o 0,9 mln PLN);
- Niższa EBITDA (o 1,4 mln PLN) segmentu kogeneracji związana przede wszystkim z niższą produktywnością Elektrowni Mercury oraz EC Zakrzów oraz jednorozowym rozpoznaniem w ubiegłym roku przychodów z tytułu leasingu turbin;
- Wyższa EBITDA segmentu Biomasy (o 3,8 mln PLN) będąca przede wszystkim pochodną wyższych przychodów ze sprzedaży (większy wolumen) oraz niższych kosztów na jednostkę produkcji, a także obciążenia wyników roku poprzedniego odpisami.

-
- Koszty centrali oraz pozostałych utrzymały się na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego (wyższe o 0,1 mln PLN);
 - Udział w wynikach września wniesionych aktywów (ENS, PE-Dystrybucja, PE-Obrót) – ich łączny udział w EBITDA wyniósł 9,3 mln PLN;
 - Efekt rozliczenia ceny nabycia spółki Neutron (6,6 mln PLN, z czego 6,8 mln PLN wynika z ujęcia wyceny kontraktów długoterminowych opisanych w nocie 1.5).;
- b) Na poziomie zysko netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta. (wynik lepszy o 10,1 mln PLN):**
- Wpływ EBITDA z wyłączeniem efektu rozliczenia ceny nabycia (wynik lepszy o 12,7 mln PLN);
 - Wyższa amortyzacja (o 3,5 mln PLN) z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (w kwocie 0,8 mln PLN);
 - Niższe przychody z tytułu odsetek (o 3,3 mln PLN);
 - Niższe koszty z tytułu odsetek i prowizji (o 2,7 mln PLN) wynikające przede wszystkim z niższego salda zobowiązań w projektach wiatrowych oraz niższych stóp procentowych;
 - Dodatni wpływ podatku dochodowego (1,5 mln PLN).
- c) Na poziomie Zysku Netto (wynik lepszy o 10,8 mln PLN):**
- Wpływ Zysku Netto zysko netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta (wynik lepszy o 10,1 mln PLN);
 - Rozliczenie ceny nabycia (dodatni wpływ w kwocie 6,6 mln PLN);
 - Pozytywny wpływ z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych (o 1,4 mln PLN);
 - Niższe przychody z tytułu rozliczenia dyskonta (wynik gorszy o 1,5 mln PLN);
 - Negatywny wpływ wyceny kredytów (o 6,3 mln PLN) - w wyniku za 9 miesięcy 2013 roku ujęto przychody finansowe z tytułu wyceny kredytów inwestycyjnych, zaś wycena za analogiczny okres roku bieżącego była ujemna i skutkowałą rozpoznaniem kosztu finansowego;
 - Amortyzacja związana z rozliczeniem ceny nabycia (0,8 mln PLN);
 - Dodatni wpływ podatku dochodowego od ww. zdarzeń (1,4 mln PLN);
 - Inne (minus 0,1 mln PLN).

2. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących.

ENERGETYKA KONWENCJONALNA

ENS

Wrzesień był pierwszym miesiącem, w którym wynik ENS był ujemny w wynikach Grupy Polenergia S.A. Działalność operacyjna obiektu przebiegała zgodnie z planem.

EL Mercury

Wynik operacyjny w bieżącym okresie był niższy od ubiegłorocznego ze względu na niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej spowodowany ograniczeniem podaży oraz gorszą kalorycznością gazu koksującego dostarczanego przez WZK Victoria.

EC Zakrzów

Wynik operacyjny (w konsekwencji także wynik EBITDA) w bieżącym okresie był niższy niż osiągnięty w analogicznym okresie 2013 roku w rezultacie niższego zapotrzebowania na ciepło ze strony głównego odbiorcy.

ENERGETYKA WIATROWA

Farma Wiatrowa Puck

W pierwszych 9 miesiącach 2014 roku produkcja energii elektrycznej była nieznacznie wyższa niż w analogicznym okresie 2013 roku ze względu na lepsze warunki wietrzne co przełożyło się na wyższy wynik operacyjny.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

W okresie pierwszych trzech kwartałów 2014 roku produkcja energii elektrycznej w obu farmach była zbliżona do wyników osiągniętych w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Farma Wiatrowa Rajgród

W sierpniu br. rozpoczął się rozruch farmy wiatrowej Rajgród o łącznej mocy 25,3 MW, w związku z czym w wynikach 3 kwartału ujęto przychody ze sprzedaży energii elektrycznej.

DYSTRYBUCJA

Wrzesień był pierwszym miesiącem, w których wynik Polenergia Dystrybucja oraz Polenergia Kogeneracja były ujmowane w wynikach Grupy Polenergia S.A. Działalność operacyjna obu spółek przebiegała zgodnie z planem.

OBRÓT I SPRZEDAŻ ENERGII

Wrzesień był pierwszym miesiącem, w których wynik Polenergia Obrót był ujmowany w wynikach Grupy Polenergia S.A.

BIOMASA ENERGETYCZNA

Biomasa Energetyczna Północ

Zakład w Sępólnie Krajeńskim operował powyżej wyników z zeszłego roku przede wszystkim ze względu na wyższy wolumen sprzedaży i niższy koszt jednostkowy wytworzenia (głównie niższy koszt słomy i transportu).

Biomasa Energetyczna Południe

Zakład w Ząbkowicach Śląskich osiągnął wyższy wynik w porównaniu do analogicznego okresu 2013 roku w efekcie wyższego wolumenu i ceny sprzedaży oraz niższego jednostkowego kosztu wytworzenia (głównie niższy koszt słomy, transportu i serwisu technicznego). Wynik analogicznego okresu roku poprzedniego był obciążony odpisami.

Biomasa Energetyczna Wschód

Zakład w Zamościu poprawił wyniki w porównaniu do ubiegłego roku głównie dzięki zwiększonemu wolumenowi sprzedaży oraz niższemu jednostkowemu kosztowi wytworzenia (głównie niższy koszt słomy). Ponadto, wynik analogicznego okresu roku poprzedniego był obciążony odpisami z tytułu utraty wartości zapasów.

DZIAŁALNOŚĆ DEVELOPERSKA I WDROŻENIOWA

Farmy wiatrowe on-shore

W minionym kwartale 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 82,9 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową, warunki przyłączenia i pozwolenia na budowę, projekty o łącznej mocy 299,9 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową oraz warunki przyłączenia, projekty o łącznej mocy 104,32 - miejscowy plan zabudowy i warunki przyłączenia, projekt o łącznej mocy 42 MW - miejscowy plan zabudowy i decyzję środowiskową, projekt o 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 37MW. 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 udzielią 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 nastąpi w 4 kwartale br.

Ponadto, trwa proces pozyskania finansowania dla kolejnych projektów o łącznej mocy 204 MW (nowe projekty) oraz 13,8 MW (rozbudowa projektów będących już w fazie rozruchu bądź w budowie).

Development morskich farm wiatrowych

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.

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 realizacji tej inwestycji to 2018 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 2016 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 PEP 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. Dalsze prace uwarunkowane są ostatecznym kształtem Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii. Budowa obiektów dla odbiorców przemysłowych, które w 100% oparte są na paliwie biomasowym, ma na celu zwiększenie ich niezależności energetycznej oraz realizację strategii w zakresie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, co prowadzić będzie do zmniejszenia kosztu energii.

3. Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym w stosunku do wyników.

Grupa Kapitałowa PEP nie publikowała wcześniej prognoz wyników na rok 2014, w tym także w odniesieniu do trzeciego kwartału 2014 roku.

4. Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe

Czynniki mające znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe zostały opisane w pkt 1 niniejszego raportu.

5. Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu emitenta na dzień przekazania raportu kwartalnego 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 oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego

Lp	Akcjonariusz	Liczba akcji	Liczba głosów	Udział
1	Kulczyk Investment S.A.*	29 811 757	29 811 757	65,60%
	Kulczyk Investments (Mansa)	12 948 299	12 948 299	28,49%
	Kulczyk Investments (Elektron)	16 863 458	16 863 458	37,11%
2	China - Central and Eastern Europe Investment Co-operation Fund SCS SICAV-SIF**	7 266 122	7 266 122	15,99%
3	Generali OFE	2 943 731	2 943 731	6,48%
4	Aviva OFE	3 060 872	3 060 872	6,74%
5	Others	2 361 065	2 361 065	5,20%
Razem		45 443 547	45 443 547	100,00%

*poprzez podmioty zależne wskazane poniżej

** poprzez podmiot zależny Capedia Holdings Limited z siedzibą w Nikozji, Cypr

6. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności

W okresie zakończonym 30 września 2014 roku nastąpiło połączenie jednostek gospodarczych, szerzej opisane w pkt 1.5.

7. Informacje ogólne

Grupa kapitałowa Polenergia S.A., dawniej Polish Energy Partners S.A. (Firma została zmieniona wpisem do KRS z dnia 11 września 2014 roku), („Grupa”) składa się z Polenergia S.A. („Spółka”, „jednostka dominująca”) i jej spółek zależnych. Spółka została utworzona Aktem Notarialnym z dnia 17 lipca 1997 roku. Spółka jest wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy, dla miasta Warszawy, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000026545. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012693488. Siedziba Spółki mieści się w Warszawie przy ulicy Kruczej 24/26.

Według odpisu z Krajowego Rejestru Sądowego przedmiotem działalności Spółki jest:

- wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej (PKD 40.10),
- produkcja i dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody) (PKD 40.30),
- budownictwo ogólne i inżynieria lądowa (PKD 45.21),
- wykonywanie instalacji budowlanych (PKD 45.3),
- pozostałe formy udzielania kredytów, z wyjątkiem czynności do wykonania których potrzebne jest uzyskanie koncesji albo zezwolenia lub które są zastrzeżone do wykonywania przez banki (PKD 65.22),
- prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk przyrodniczych i technicznych (PKD 73.10),
- zagospodarowanie i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek (PKD 70.11),

-
- zarządzanie nieruchomościami na zlecenie (PKD 70.32),
 - działalność rachunkowo – księgową (PKD 74.12),
 - działalność w zakresie projektowania budowlanego, urbanistycznego, technologicznego (PKD 74.20),
 - doradztwo w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania (PKD 74.14),
 - pozostała działalność komercyjna, gdzie indziej nie sklasyfikowana (PKD 74.84),
 - pozostałe formy kształcenia, gdzie indziej nie sklasyfikowane (PKD 80.42),
 - sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych, gazowych oraz produktów pochodnych (PKD 51.51).

Zakres działalności podmiotów zależnych jest związany z działalnością jednostki dominującej.

8. Skład osobowy Zarządu oraz Rady Nadzorczej jednostki dominującej

Skład osobowy Zarządu jednostki dominującej na dzień 30 września 2014 roku:

Zbigniew Prokopowicz	Prezes Zarządu
Jacek Głowacki	Wiceprezes Zarządu
Anna Kwarciańska	Wiceprezes Zarządu
Michał Kozłowski	Wiceprezes Zarządu

W dniu 20 sierpnia 2014 roku Rada Nadzorcza Spółki powołała p. Jacka Głowackiego na stanowisko Wiceprezesa Zarządu. Powołanie dokonane zostało z dniem 1 września 2014 roku.

Skład osobowy Rady Nadzorczej jednostki dominującej na dzień 30 września 2014 roku:

Tomasz Mikołajczak	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Łukasz Rędziniak	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Marek Gabryjelski	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Nowak	Członek Rady Nadzorczej
Arkadiusz Jastrzębski	Członek Rady Nadzorczej
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.

C. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 30 WRZEŚNIA 2014 ROKU WRAZ Z RAPORTEM NIEZALEŻNEGO BIEGŁEGO REWIDENTA Z PRZEGLĄDU

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY BILANS
Na dzień 30 września 2014 roku
A k t y w a

	30.09.2014	31.12.2013
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	1 853 216	559 146
1. Rzeczowe aktywa trwałe	1 529 151	552 988
2. Wartości niematerialne	59 876	1 438
3. Wartość firmy jednostek podporządkowanych	184 662	899
4. Aktywa finansowe	68 826	368
5. Aktywa finansowe wycenione metodą praw własności	1 456	-
6. Należności długoterminowe	3 265	3 453
7. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	5 867	-
8. Rozliczenia międzyokresowe	113	-
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	824 100	390 098
1. Zapasy	139 649	119 884
2. Należności z tytułu dostaw i usług	80 879	23 526
3. Należności z tytułu podatku dochodowego	22	349
4. Pozostałe należności krótkoterminowe	105 014	30 581
5. Rozliczenia międzyokresowe	11 676	7 363
6. Krótkoterminowe aktywa finansowe	41 906	253
7. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	444 954	208 142
A k t y w a r a z e m	2 677 316	949 244

P a s y w a

	30.09.2014	31.12.2013
I. Kapitał własny	1 315 507	515 261
1. Kapitał zakładowy	90 887	42 628
2. Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	802 909	78 521
3. Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
4. Pozostałe kapitały rezerwowe	370 294	370 469
5. Zysk z lat ubiegłych	22 188	3 440
6. Zysk netto	15 119	5 958
7. Udziały niekontrolujące	960	1 038
8. Różnice kursowe z przeliczenia	(57)	-
II. Zobowiązania długoterminowe	861 191	355 824
1. Kredyty bankowe i pożyczki	641 365	275 511
2. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	51 942	7 585
3. Rezerwy	1 798	644
4. Rozliczenia międzyokresowe	68 508	71 717
5. Pozostałe zobowiązania	97 578	367
III. Zobowiązania krótkoterminowe	500 618	78 159
1. Kredyty bankowe i pożyczki	115 363	46 742
2. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	127 854	14 801
3. Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	1 394	3
4. Pozostałe zobowiązania	215 304	5 871
5. Rezerwy	2 471	1 491
6. Rozliczenia międzyokresowe	38 232	9 251
P a s y w a r a z e m	2 677 316	949 244

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku

	Noty	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
Przychody ze sprzedaży	4.1	251 114	71 729	196 939	21 153
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	4.2	38 422	26 577	18 127	7 573
Przychody ze sprzedaży		289 536	98 306	215 066	28 726
Koszt własny sprzedaży	4.3	(255 681)	(80 488)	(198 479)	(24 657)
Zysk brutto ze sprzedaży		33 855	17 818	16 587	4 069
Pozostałe przychody operacyjne	4.4	4 250	3 758	1 813	1 178
Koszty sprzedaży	4.3	(67)	-	(67)	-
Koszty ogólnego zarządu	4.3	(10 801)	(8 906)	(5 515)	(2 756)
Pozostałe koszty operacyjne	4.5	(1 973)	(2 318)	(866)	(210)
Przychody finansowe	4.6	3 805	13 709	1 579	2 227
Koszty finansowe	4.7	(17 782)	(20 651)	(6 566)	(4 805)
Zysk (Strata) brutto		11 287	3 410	6 965	(297)
Podatek dochodowy	4.11	3 754	863	2 045	1 037
Zysk (Strata) netto		15 041	4 273	9 010	740

Zysk (Strata) netto przypisany:	15 041	4 273	9 010	740
Akcjonariuszom jednostki dominującej	15 119	4 301	9 021	751
Akcjonariuszom niekontrolującym	(78)	(28)	(11)	(11)

Zysk netto na jedną akcję:

- podstawowy zysk za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	0,63	0,20	0,38	0,04
- rozwodniony zysk za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	0,63	0,20	0,38	0,04

SKORYGOWANA EBITDA

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
Zysk z działalności operacyjnej	25 264	10 352	11 952	2 281
Amortyzacja	26 309	21 953	11 852	7 199
EBITDA	51 573	32 305	23 804	9 480
Rozliczenie ceny nabycia:				
Wewnątrzgrupowe kontrakty długoterminowe	(6 800)	-	(6 800)	-
Wycena kontraktów długoterminowych	201	-	201	-
Skorygowana EBITDA	44 974	32 305	17 205	9 480

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	15 119	4 301	9 021	751
(Zysk) Strata z tytułu różnic kursowych niezrealizowanych	343	1 717	190	(1 386)
Podatek z tytułu różnic kursowych	(65)	(326)	(36)	264
Przychody finansowe z tytułu dyskonta od sprzedaży farm wiatrowych	(476)	(1 949)	(161)	(151)
Podatek z tytułu dyskonta od sprzedaży farm wiatrowych	90	370	30	28
(Przychody) koszty z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	1 285	(5 023)	634	(43)
Podatek z tytułu (przychodów) kosztów z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	(244)	954	(120)	8
Rozliczenie ceny nabycia:				
Amortyzacja	844	-	844	-
Wewnątrzgrupowe kontrakty długoterminowe	(6 800)	-	(6 800)	-
Wycena kontraktów długoterminowych	201	-	201	-
Podatek	(199)	-	(199)	-
Skorygowany ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	10 098	44	3 604	(529)

Podstawową miarą zysku Grupy jest tzw. EBITDA. Grupa definiuje EBITDA jako zysk z działalności operacyjnej skorygowany o amortyzację. Poziom zysku EBITDA nie jest definiowany przez MSSF i może być wyliczony inaczej przez inne podmioty.

Zaprezentowane powyżej wyniki skorygowane przedstawiają wynik znormalizowany po eliminacji zdarzeń o charakterze niepieniężnym.

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
Zysk netto za okres	15 041	4 273	9 010	740
Inne całkowite dochody, które mogą zostać przekwalifikowane do rachunku zysków i strat po spełnieniu określonych warunków	-	-	-	-
- Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	(175)	-	(161)	-
Inne całkowite dochody netto	(175)	-	(161)	-
CAŁKOWITE DOCHODY ZA OKRES	14 866	4 273	8 849	740
Całkowity dochód za okres:	14 866	4 273	8 849	740
Akcjonariuszom jednostki dominującej	14 944	4 301	8 860	751
Akcjonariuszom niekontrolującym	(78)	(28)	(11)	(11)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku

	Noty	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
I.Zysk brutto		11 287	3 410
II.Korekty razem		24 199	(18 572)
1.Amortyzacja	4.3	26 309	21 953
2.Strata z tytułu różnic kursowych		334	1 920
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)		15 261	16 831
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej		20	545
5. Podatek dochodowy		(661)	7 985
6.Zmiana stanu rezerw		1 126	278
7.Zmiana stanu zapasów	4.8	(6 491)	(50 026)
8.Zmiana stanu należności	4.8	(861)	36 793
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	4.8	(1 854)	(46 781)
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	4.8	(9 230)	(11 939)
11. Inne korekty	4.8	246	3 869
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)		35 486	(15 162)
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
I. Wpływy		105 279	597
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		33	-
2. Z aktywów finansowych, w tym:		-	597
a) spłata udzielonych pożyczek długoterminowych		-	548
b) odsetki		-	49
3. Środki pieniężne w wyniku nabycia jednostki zależnej		105 246	-
II.Wydatki		348 515	4 826
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	4.8	348 326	4 293
2. Na aktywa finansowe, w tym:		189	533
a) nabycie aktywów finansowych		189	385
b) udzielone pożyczki długoterminowe		-	148
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)		(243 236)	(4 229)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
I.Wpływy		522 529	12 744
1. Wpływy netto z emisji akcji i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału		240 000	-
2.Kredyty i pożyczki		282 529	8 351
3. Otrzymane dotacje		-	4 393
II.Wydatki		77 954	50 049
1.Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli		-	154
2.Spłaty kredytów i pożyczek		62 444	32 983
3.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego		367	284
4.Odsetki		15 143	16 628
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)		444 575	(37 305)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)		236 825	(56 696)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:		236 812	(56 610)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych		(13)	86
F.Środki pieniężne na początek okresu		208 142	263 239
G.Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:		444 954	206 629
- o ograniczonej możliwości dysponowania	4.8	98 069	15 738

Prezentacja zewnętrznych źródeł finansowania - kredyty bankowe (sprawozdanie z przepływów środków pieniężnych)	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
poz. C.I.2 Wpływy z kredytów i pożyczek	282 529	8 351
poz. C.II.2 Spłaty z kredytów i pożyczek	(62 444)	(32 983)
Zmiana zewnętrznych źródeł finansowania, w tym	220 085	(24 632)
zaciągnięcie netto kredytów inwestycyjnych	184 740	(21 325)
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu VAT	43 175	-
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu bieżącego	(7 830)	(3 307)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Udział niekontrolujący	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2014 roku	42 628	78 521	13 207	370 469	9 398	-	1 038	-	515 261
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy									
- Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	15 119	(78)	-	15 041
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	(175)	-	-	-	-	(175)
- Pokrycie straty	-	(12 790)	-	-	12 790	-	-	-	-
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym									
- Emisja akcji	48 259	737 178	-	-	-	-	-	-	785 437
- Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	-	-	-	-	(57)	(57)
Na dzień 30 września 2014 roku	90 887	802 909	13 207	370 294	22 188	15 119	960	(57)	1 315 507

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Udział niekontrolujący	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2013 roku	42 628	78 521	13 207	238 443	137 701	-	1 130	-	511 630
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy									
- Zysk netto za rok sprawozdawczy	-	-	-	-	-	4 301	(28)	-	4 273
- Podział wyniku finansowego	-	-	-	134 261	(134 260)	-	(48)	-	(47)
Na dzień 30 września 2013 roku	42 628	78 521	13 207	372 704	3 441	4 301	1 054	-	515 856

1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

1.1 Czas trwania Spółki i jednostek Grupy Kapitałowej

Czas trwania Spółki, jak również wszystkich jednostek z nią powiązanych jest nieograniczony.

1.2 Wskazanie okresów, za które prezentowane jest śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku i zawiera porównywalne dane finansowe za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku. Rachunek zysków i strat oraz noty do rachunku zysków i strat obejmują dane za okres 9 i 3 miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 roku oraz dane porównawcze za okres 9 i 3 miesięcy zakończony dnia 30 września 2013 roku.

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuacji działalności gospodarczej przez Spółkę i jednostki Grupy Kapitałowej w dającej się przewidzieć przyszłości, to jest w okresie co najmniej 12 miesięcy po dniu bilansowym, czyli po dniu 30 września 2014 roku.

1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Zarząd jednostki dominującej w dniu 12 listopada 2014 roku.

1.4 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowym Standardem Rachunkowości nr 34 i obejmuje okres 9 miesięcy od 1 stycznia do 30 września 2014 roku i okres porównywalny od 1 stycznia do 30 września 2013 roku, a także dane za trzeci kwartał 2014 i 2013 roku, a dla bilansu na dzień 31 grudnia 2013. Śródroczne skrócone sprawozdania finansowe za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku podlegały przeglądowi biegłego rewidenta, a dane porównywalne za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2013 zostały zbadane przez biegłego rewidenta.

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem następujących istotnych pozycji bilansu:

- pochodnych instrumentów finansowych wycenionych w wartości godziwej,
- świadectw pochodzenia (zielone certyfikaty) wycenionych w wartości godziwej,
- kredytów i pożyczek wycenionych w skorygowanej cenie nabycia.

MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („RMSR”) oraz Komisję ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej („KIMDF”).

Niektóre jednostki Grupy prowadzą swoje księgi rachunkowe zgodnie z polityką (zasadami) rachunkowości określonymi przez Ustawę z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości („Ustawa”) z późniejszymi zmianami i wydanymi na jej podstawie przepisami („polskie standardy rachunkowości”). Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera korekty nie zawarte w księgach rachunkowych jednostek Grupy wprowadzone w celu doprowadzenia sprawozdań finansowych tych jednostek do zgodności z polityką rachunkowości Grupy.

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie obejmuje wszystkich informacji oraz ujawnień wymaganych w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym i należy je

czytać łącznie ze skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy za rok zakończony 31 grudnia 2013 roku.

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy zastosowaniu tych samych zasad rachunkowości i metod obliczeń jakie były stosowane w ostatnim rocznym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2013 roku.

Szereg nowych Standardów, zmian do Standardów i Interpretacji nie jest jeszcze obowiązujących dla okresów rocznych kończących się 31 grudnia 2014 r. i nie zostały one zastosowane w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Żadne spośród nowych Standardów, zmian do Standardów i Interpretacji nie będą miały istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe Grupy.

1.5 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 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: Bałtyk Północny S.A., Bałtyk Środkowy II Sp. z o.o., 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 gazociąg Polski i Niemiec;
- 20% udziałów w spółce GEO Kletnia Sp. z o.o. - spółka prowadząca development projektu farmy wiatrowej o mocy ok. 40 MW.

Rozliczenie ceny nabycia

Spółka jako jednostka dominująca wraz z jednostkami zależnymi, w tym Grupą Neutron zależną w 100% prowadzi działalność związaną z przemysłem energetycznym. Wniesienie do Spółki Grupy Neutron i zaangażowanie finansowe Kluczowego Inwestora jest kontynuacją realizacji przez Spółkę

długoterminowej strategii przewidującej stworzenie zintegrowanej grupy energetycznej obecnej we wszystkich segmentach rynku energii, w szczególności w obszarach wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych oraz regulowanej infrastruktury elektrycznej i gazowej.

Dniem objęcia kontroli jest 27 sierpnia 2014 roku, natomiast rozliczenie transakcji zostało przeprowadzone na dzień 31 sierpnia 2014 roku.

Na dzień objęcia kontroli dokonano:

- Wyceny do wartości godziwych rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych, aktywów finansowych oraz zapasów;
- Ujęcia kontraktów długoterminowych pomiędzy Polenergia Obrót Sp. z o.o., a Dipol Sp. z o.o. Grupa PEP Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. (Gawłowice), Grupa PEP Farma Wiatrowa 4 Sp. z o.o. (Skurpie), Grupa PEP Farma Wiatrowa 6 Sp. z o.o. (Rajgród) w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym jako zysk. W związku z tym że kontrakty te istniały w ramach grupy kapitałowej wyższego szczebla, zgodnie z MSSF jest to forma powiązania pomiędzy stronami zaangażowanymi w transakcję połączenia jednostek, którą standard nie uznaje za element tej transakcji i wymaga odrębnego ujęcia. Zatem zgodnie z wymogami MSSF, jeżeli transakcja przejęcia kontroli prowadzi do efektywnego rozliczenia rozrachunków pomiędzy łączącymi się podmiotami, jednostka przejmująca ujmuje w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zysk lub stratę na tym rozliczeniu;
- Wstępnego ustalenia wartości firmy wykazanej w skonsolidowanym bilansie w pozycji Wartość firmy jednostek podporządkowanych na podstawie porównania zaalokowanej ceny nabycia z wartością godziwą aktywów netto;

Cena Nabycia	557 000 [1]
Aktywa netto przed wyceną do wartości godziwej	284 791 [2]
Wartość firmy przed alokacją ceny nabycia	272 209 [3] = [1-2]

Zmiana do wartości godziwej aktywów i zobowiązań	Bilans	95 232 [4]
Rzeczowe aktywa trwałe	Przeszacowanie wartości księgowej rzeczowych aktywów trwałych do wartości godziwej	Rzeczowe aktywa trwałe 83 896
Prawa do emisji CO2	Aktywo wynikające z nieodpłatnego przydziału praw do emisji CO2	Wartości niematerialne 3 500
Aktywo z tytułu rekompensat	Aktywo związane z otrzymywaniem przez ENS rekompensat gazowych i kosztów osieroconych wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności	Wartości niematerialne 50 000
Relacje z odbiorcami	Aktywo wynikające z podpisanych przez Polenergia Dystrybucja okresowych umów na sprzedaż energii elektrycznej	Wartości niematerialne 4 500
Kontrakty długoterminowe	Aktywo wynikające z podpisanych przez Polenergia Obrót okresowych umów kupna/sprzedaż zielonych certyfikatów	Aktywa finansowe 6 840
Zapasy	Przeszacowanie wartości księgowej zapasów do wartości godziwej	Zapasy (266)
Kontrakty długoterminowe	Zobowiązanie wynikające z podpisanych przez Polenergia Obrót okresowych umów kupna/sprzedaż zielonych certyfikatów	Pozostałe zobowiązania długoterminowe (30 900)
Podatek odroczone	Podatek odroczone od powyższych zidentyfikowanych aktywów i zobowiązań	Podatek (22 338)
Wartość godziwa alokowana do rachunku zysków i strat *)	Rachunek zysków i strat	
Wewnątrzgrupowe kontrakty długoterminowe	Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	6 800 [5]
Alokacja ceny nabycia razem		88 432 [6] = [4-5]
Wstępna wartość firmy ujęta w bilansie		183 777 [7] = [3-6]

*) dotyczy ujęcia kontraktów długoterminowych opisanego powyżej

Poniżej zaprezentowano wartość przejętych aktywów i zobowiązań po przeszacowaniu do wartości godziwej:

Cena nabycia	557 000
Aktywa, w tym:	1 080 847
Rzeczowe aktywa trwałe	639 706
Wartości niematerialne	58 981
Aktywa finansowe	83 952
Zapasy	13 060
Inne aktywa	179 902
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	105 246
Zobowiązania, w tym:	700 824
Kredyty bankowe i pożyczki	213 856
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	50 412
Pozostałe zobowiązania	436 556
Wartość godziwa alokowana do rachunku zysków i strat	6 800
Wartość godziwa przyjętych aktywów netto:	373 223
Wartość firmy z konsolidacji	183 777

Ujęta przez Grupę Kapitałową wartość firmy wynika z faktu, iż Grupa Kapitałowa zakłada wyższą wartość zdyskontowanych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej spółek nad którymi uzyskano kontrolę od wartości przejętych aktywów netto.

Na dzień 30 września 2014 roku nie stwierdzono przesłanek do przeprowadzenia testu na utratę wartości firmy z konsolidacji.

2. Skonsolidowany rachunek zysków i strat Grupy Neutron za okres 1 miesiąca zakończony 30 września 2014 roku tj. od momentu objęcia kontroli;

Przedstawione dane Grupy Neutron prezentują wyniki Grupy Neutron za okres 1 miesiąca, czyli od Dnia Transakcji opisanej szerzej w nocie nr 1.5. Poniżej przychody i koszty zostały uwzględnione w skonsolidowanym rachunku zysków i strat Grupy Kapitałowej za okres zakończony 30 września 2014 roku. W przypadku gdyby nie doszło do Transakcji skorygowany zysk netto Grupy Kapitałowej (bez uwzględnienia efektu rozliczenia ceny nabycia) byłby niższy o 3.649 tysięcy zł.

Za okres od 1.09.2014
do 30.09.2014 r.

Przychody ze sprzedaży	173 371
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	4 529
Przychody ze sprzedaży	177 900
Koszt własny sprzedaży	(170 663)
Zysk brutto ze sprzedaży	7 237
Pozostałe przychody operacyjne	75
Koszty sprzedaży	(67)
Koszty ogólnego zarządu	(1 466)
Pozostałe koszty operacyjne	(46)
Przychody finansowe	200
Koszty finansowe	(1 332)
Zysk (Strata) brutto	4 601
Podatek dochodowy	(952)
Zysk (Strata) netto	3 649

Skonsolidowane przychody Grupy Kapitałowej Polenergia SA za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku przy założeniu, że Transakcja nastąpiła w dniu 1 stycznia 2014 roku wyniosły 2.013.715 tysięcy zł, natomiast zysk netto 33.091 tysięcy zł.

3. Segmenty operacyjne

Dla celów zarządczych Grupa dokonała analizy mającej na celu identyfikację potencjalnych segmentów. W wyniku tej analizy wyodrębniono segment energetyka konwencjonalna polegający na produkcji ciepła i energii elektrycznej, segment działalności developerskiej i wdrożeniowej, segment energetyki wiatrowej, segment biomasy polegający na produkcji peletu z roślin energetycznych, segment dystrybucji oraz segment obrotu energią elektryczną i świadectwami pochodzenia. W poniższej tabeli przedstawiono podstawowe dane dotyczące działalności wyodrębnionych segmentów:

Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Energetyka konwencjonalna	Działalność Developerska i wdrożeniowa	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót i sprzedaż energii	Niealokowane *)	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	38 218	744	50 801	45 233	11 559	137 430	5 551	289 536
Razem przychody	38 218	744	50 801	45 233	11 559	137 430	5 551	289 536
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	5 850	185	3 139	15 304	1 422	1 356	6 599	33 855
(Koszty) ogólnego zarządu	(448)	(99)	-	-	(432)	(455)	(9 367)	(10 801)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	1 027	368	(822)	(12 049)	(157)	64	-	(11 569)
Przychody (Koszty) finansowe ze sprzedaży farm wiatrowych	-	476	-	-	-	-	-	476
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	(25)	(5)	-	(301)	-	(12)	-	(343)
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(305)	(2)	(375)	(1 566)	(5)	(123)	(165)	(2 541)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	(67)	(10)	(422)	3 280	52	(1)	(622)	2 210
Wynik brutto	6 032	913	1 520	4 668	880	829	(3 555)	11 287
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	3 754	3 754
Wynik netto								15 041
EBITDA (Zysk (Strata) z działalności operacyjnej + amortyzacja)	11 628	76	5 477	35 497	1 383	902	(3 390)	51 573
Aktywa segmentu	385 664	865 294	84 392	409 696	116 337	173 366	-	2 034 749
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	642 567	642 567
Aktywa razem	385 664	865 294	84 392	409 696	116 337	173 366	642 567	2 677 316
Zobowiązania segmentu	427 151	335 915	33 814	348 797	65 465	150 634	33	1 361 809
Zobowiązania razem	427 151	335 915	33 814	348 797	65 465	150 634	-	1 361 809
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, w tym:	1 276	344 264	2 416	56	314	-	-	348 326
Rzeczowe aktywa trwałe	1 276	344 264	2 416	56	314	-	-	348 326
Amortyzacja	6 293	-	2 760	16 913	341	2	-	26 309

*) w tym rozliczenie ceny nabycia

Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Pozostała działalność outsourcingowa - produkcja energii elektrycznej i ciepła	Działalność Developerska, wdrożeniowa i sprzedaż farm wiatrowych razem	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Niealokowane	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	10 994	-	42 984	44 328	-	98 306
Transakcje międzysegmentowe						-
Razem przychody	10 994	-	42 984	44 328	-	98 306
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	3 946	(262)	(376)	14 510	-	17 818
(Koszty) ogólnego zarządu	-	-	-	-	(8 906)	(8 906)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	3 837	1 073	(1 765)	(13 991)	-	(10 846)
Przychody (Koszty) finansowe ze sprzedaży farm wiatrowych	-	1 949	-	-	-	1 949
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	1	-	(4)	(1 714)	-	(1 717)
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	-	-	-	4 142	(470)	3 672
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	-	-	(851)	3 164	(873)	1 440
Wynik brutto	7 784	2 760	(2 996)	6 111	(10 249)	3 410
Podatek dochodowy					863	863
Wynik netto						4 273
EBITDA (Zysk (Strata) z działalności operacyjnej + amortyzacja)	6 134	(262)	1 648	34 564	(9 779)	32 305
Aktywa segmentu	167 602	184 662	89 979	451 548	-	893 791
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	57 654	57 654
Aktywa razem	167 602	184 662	89 979	451 548	57 654	951 445
Zobowiązania segmentu	7 181	4 235	48 444	375 729	-	435 589
Zobowiązania razem	7 181	4 235	48 444	375 729	-	435 589
Wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, w tym:	-	-	3 256	709	328	4 293
Rzeczowe aktywa trwałe	-	-	3 256	709	328	4 293
Amortyzacja	2 188	-	2 875	16 890	-	21 953

4. Pozostałe noty

4.1 Przychody ze sprzedaży

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
- przychody ze sprzedaży energii	171 800	23 105	155 391	7 106
- przychody ze sprzedaży ciepła	5 196	4 011	2 325	663
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	835	1 501	835	70
- przychody z refaktur i zwrotu kosztów	15	13	3	3
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	5	-	-	-
- przychody ze sprzedaży towarów	6 832	2 680	2 491	319
- przychody ze sprzedaży słomy	-	71	-	25
- przychody ze sprzedaży pelletów	43 814	39 915	13 402	12 924
- przychody z najmu	13	-	9	-
- przychody z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu	16 999	-	16 999	-
- przychody netto z tytułu sprzedaży gazu	5 266	-	5 266	-
- inne przychody	339	433	218	43
Przychody ze sprzedaży, razem	251 114	71 729	196 939	21 153

W wyniku Transakcji opisanej w nocie 1.5 w pozycji przychody ze sprzedaży energii, ciepła, z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu oraz z tytułu sprzedaży gazu ujęto przychody Grupy Neutron za okres 1 miesiąca tj. od momentu objęcia kontroli.

4.2 Przychody z tytułu świadectw pochodzenia

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	37 272	26 485	16 977	7 683
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	1 150	-	1 150	-
- przychody z tytułu zredukowanej emisji CO ₂ (Joint Implementation Mechanism)	-	92	-	(110)
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia, razem	38 422	26 577	18 127	7 573

W wyniku Transakcji opisanej w nocie 1.5 w pozycji przychody z tytułu świadectw pochodzenia i z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla ujęto przychody Grupy Neutron za okres 1 miesiąca tj. od momentu objęcia kontroli.

4.3 Koszty wg rodzaju

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
- amortyzacja	26 309	21 953	11 852	7 199
- zużycie materiałów i energii	50 880	33 187	29 021	9 904
- usługi obce	19 830	17 366	8 047	5 524
- podatki i opłaty	4 509	2 694	2 453	990
- wynagrodzenia	12 458	9 264	5 869	2 983
- ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 450	1 305	621	433
- pozostałe koszty rodzajowe	488	251	348	64
Koszty według rodzaju, razem	115 924	86 020	58 211	27 097
- wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	150 625	3 374	145 850	316
- koszty sprzedaży (wielkość ujemna)	(67)	-	(67)	-
- koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(10 801)	(8 906)	(5 515)	(2 756)
Razem koszt własny sprzedaży	255 681	80 488	198 479	24 657

W wyniku Transakcji opisanej w nocie 1.5 w poszczególnych pozycjach ujęto koszty Grupy Neutron za okres 1 miesiąca tj. od momentu objęcia kontroli.

4.4 Pozostałe przychody operacyjne

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
- odwrócenie odpisów aktualizujących wartość składników aktywów, w tym:	573	-	573	-
- odpisy aktualizujące wartość zapasów	573	-	573	-
- pozostałe, w tym:	3 677	3 758	1 240	1 178
- odszkodowania i dopłaty	184	496	76	44
- rozliczenie dotacji	3 208	3 164	1 069	1 070
- zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	178	-	-	-
- pozostałe	107	98	95	64
Inne przychody operacyjne, razem	4 250	3 758	1 813	1 178

W wyniku Transakcji opisanej w nocie 1.5 w poszczególnych pozycjach ujęto przychody Grupy Neutron za okres 1 miesiąca tj. od momentu objęcia kontroli.

4.5 Pozostałe koszty operacyjne

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
- odpisy aktualizujące wartość składników aktywów, w tym:	31	851	24	-
- należności	23	-	23	-
- zapasy	8	851	1	-
- pozostałe, w tym:	1 942	1 467	842	210
- kary, grzywny, odszkodowania	377	124	114	5
- inne koszty związane z rozwojem farm wiatrowych	683	622	19	156
- pozostałe	882	721	709	49
Inne koszty operacyjne, razem:	1 973	2 318	866	210

W wyniku Transakcji opisanej w nocie 1.5 w poszczególnych pozycjach ujęto koszty Grupy Neutron za okres 1 miesiąca tj. od momentu objęcia kontroli.

4.6 Przychody finansowe

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
- przychody finansowe z tytułu odsetek od lokat i pożyczek	3 127	6 569	1 393	1 910
- odsetki - leasing finansowy	127	-	38	-
- różnice kursowe, w tym:	7	137	2	112
- niezrealizowane	1	-	-	-
- zrealizowane	6	137	2	112
- wycena zobowiązań finansowych	67	5 023	-	43
- przychody finansowe z tytułu dyskonta	476	1 949	161	151
- pozostałe opłaty z tytułu poręczeń	-	29	(16)	10
- pozostałe	1	2	1	1
Przychody finansowe, razem	3 805	13 709	1 579	2 227

W wyniku Transakcji opisanej w nocie 1.5 w poszczególnych pozycjach ujęto przychody Grupy Neutron za okres 1 miesiąca tj. od momentu objęcia kontroli.

Spadek przychodów finansowych za 9 miesięcy 2014 roku jest spowodowany przede wszystkim niższymi przychodami z tytułu odsetek (niższe stopy procentowe, oraz niższe średnioroczne saldo gotówki związane z realizacją inwestycji) oraz ujęciem w wyniku za 9 miesięcy 2013 roku przychodów z tytułu wyceny kredytów inwestycyjnych, która nie wiązała się z przepływem pieniężnym.

Wycena powyższych kredytów za 9 miesięcy 2014 roku skutkowałą rozpoznaniem kosztu, który został zaprezentowany w nocie 4.7 poniżej.

4.7 Koszty finansowe

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
- koszty finansowe z tytułu odsetek	14 696	17 415	5 340	5 575
- różnice kursowe, w tym:	550	1 859	233	(1 360)
-niezrealizowane	344	1 717	190	(1 386)
-zrealizowane	206	142	43	26
- prowizje i inne opłaty	863	1 371	238	589
- odpis aktualizujący wartość udziałów	159	-	-	-
- wycena zobowiązań finansowych	1 352	-	634	-
- pozostałe	162	6	121	1
Koszty finansowe, razem	17 782	20 651	6 566	4 805

W wyniku Transakcji opisanej w nocie 1.5 w poszczególnych pozycjach ujęto koszty Grupy Neutron za okres 1 miesiąca tj. od momentu objęcia kontroli.

4.8 Przepływy środków pieniężnych

Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej - inne korekty

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
- inne	60	-
- reklasyfikacja leasingu finansowego	186	3 869
Razem inne korekty	246	3 869

Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
- nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	345 331	4 593
- zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych	3 060	(318)
- inne	(65)	18
Razem	348 326	4 293

Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
- środki zablokowane na spłatę rat kredytu	15 922	15 689
- środki pieniężne zablokowane z tytułu rozliczenia rekompensat kosztów osieroconych	79 224	49
- środki pieniężne zablokowane z tytułu remontów długo i średnioterminowych	2 897	-
- inne środki zablokowane	26	-
Razem	98 069	15 738

Przyczyny występowania różnic pomiędzy bilansowymi zmianami niektórych pozycji oraz zmianami wynikającymi z rachunku przepływów pieniężnych

Zapasy:	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
- bilansowa zmiana stanu zapasów	(19 765)	(50 026)
- ujęcie zapasów w pozycji aktywa trwałe	135	-
- bilans otwarcia zapasów połączonych jednostek zależnych	13 326	-
- inne	(187)	-
Zmiana stanu zapasów w rachunku przepływów pieniężnych	(6 491)	(50 026)
Należności:	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
- bilansowa zmiana stanu należności długoterminowych i krótkoterminowych netto	(131 598)	36 793
- bilans otwarcia należności połączonych jednostek zależnych	114 882	-
- zmiana stanu należności inwestycyjnych	(364)	-
- zmiana stanu należności finansowych	16 219	-
Zmiana stanu należności w rachunku przepływów pieniężnych	(861)	36 793
Zobowiązania:	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
- bilansowa zmiana stanu zobowiązań, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	419 697	(46 747)
- zmiana stanu zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(137)	284
- zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych	3 060	(318)
- bilans otwarcia zobowiązań połączonych jednostek zależnych	(399 263)	-
- zmiana stanu zobowiązań finansowych	(25 211)	-
Zmiana stanu zobowiązań w rachunku przepływów pieniężnych	(1 854)	(46 781)
Rozliczenia międzyokresowe:	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
- bilansowa zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	21 346	(3 075)
- rozliczenie w czasie prowizji od kredytów	2 650	(4 478)
- rozliczenie w czasie dotacji	-	(4 386)
- bilans otwarcia rozliczeń międzyokresowych połączonych jednostek zależnych	(1 838)	-
- niezafakturowane rzeczowe aktywa trwałe w budowie	(19 825)	-
- koszty przygotowania prospektu	(11 563)	-
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych w rachunku przepływów pieniężnych	(9 230)	(11 939)

4.9 Objaśnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności emitenta w prezentowanym okresie

Grupa Kapitałowa Polenergia działa na rynku :

- Energetyki konwencjonalnej,
- Działalności developerskiej i wdrożeniowej,
- Biomasy,
- Energetyka wiatrowa,
- Dystrybucji,
- Obrotu i sprzedaży energii.

Energetyka konwencjonalna oraz Energetyka wiatrowa charakteryzuje się sezonowością.

Główni klienci Grupy Polenergia zużywają ciepło i energię elektryczną dostarczaną przez Grupę do celów produkcyjnych w swoich zakładach przemysłowych. Odbiory ciepła i energii elektrycznej na potrzeby produkcyjne nie mają charakteru sezonowego. Jednakże, nieznaczna część odbiorów ciepła jest zużywana do ogrzewania pomieszczeń. Dotyczy to zarówno odbiorców przemysłowych jak i komunalnych. Odbiory na potrzeby ogrzewania pomieszczeń charakteryzują się sezonowością polegającą na zwiększonych poborach w okresie pierwszego i czwartego kwartału roku obrotowego. Sezonowość tych poborów nie ma jednak istotnego wpływu na wyniki generowane przez Grupę Kapitałową.

Ponadto, 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. Emitent podjął 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.

4.10 Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki

W dniu 29 lipca 2014 roku spółki Grupa PEP Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o., Grupa PEP Farma Wiatrowa 4 Sp. z o.o. oraz Grupa PEP Farma Wiatrowa 6 Sp. z o.o. („FW 1,4,6”) zawarły z European Bank for Reconstruction and Development („EBRD”) oraz Bank Ochrony Środowiska („BOŚ”) umowę w sprawie wprowadzenia zmian, ujednoczenia i zrzeczenia się postanowień umowy wspólnych warunków i umowy kredytowej z dnia 4 października 2013 roku. Umowa zmieniająca została podpisana w związku z przystąpieniem BOŚ do finansowania FW 1,4,6.

W wyniku transakcji szerzej opisanej w nocie 1.5 pojawiły się następujące kredyty bankowe:

W dniu 20 listopada 2012 roku Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. („Dystrybucja”) zawarła umowę kredytową z ING Bank Śląski S.A. („ING”). Umowa dotyczy kredytu inwestycyjnego w kwocie 32 000 tysięcy zł oraz kredytu obrotowego w kwocie 8 000 tysięcy złotych. Umowa obowiązuje do dnia 20 listopada 2018 roku w odniesieniu do części inwestycyjnej, w części obrotowej do dnia 20 listopada 2014 roku. Stan na dzień 30 września 2014 roku wynosi 31 102 tysięcy zł. .

W dniu 4 lutego 2008 roku Polenergia Kogeneracja sp. z o.o. („Kogeneracja”) zawarła umowę kredytową z ING dotyczącą kredytu obrotowego z limitem do 5 000 tysięcy zł. Umowa zawarta jest do dnia 31 maja 2015 roku. Stan na dzień 30 września 2014 roku wynosi 333 tysięcy zł.

W dniu 14 lutego 2014 Polenergia Obrót S.A. („Obrót”) zawarła umowę kredytową z Raiffeisen Bank Polska S.A. („RF”) dotyczącą kredytu obrotowego z limitem 20 000 tysięcy zł. Umowa jest ważna do 31 grudnia 2014 roku. Stan na dzień 30 września 2014 roku wynosi 0 zł.

Elektrownia Nowa Sarzyna S.A. („ENS”) zawarła następujące umowy kredytowe z ING: umowa kredytu inwestycyjnego z dnia 29 lipca 2011 roku na kwotę 202 283 tys. PLN, ważna do 30 kwietnia 2019 roku, umowa kredytu inwestycyjnego z dnia 18 czerwca 2013 roku na kwotę 55 000 tysięcy zł, ważna do 30 lipca 2018 roku oraz umowa kredytu obrotowego z limitem do 20 000 tysięcy zł, ważna do 28 lipca 2015 roku. Stan na dzień 30 września 2014 roku wynosi 182 694 tysięcy zł. .

4.11 Zmiany wielkości szacunkowych

a) efektywna stopa podatkowa

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.	Q3 2014	Q3 2013
Bieżący podatek dochodowy	7 257	117	7 243	(12)
Bieżące obciążenie z tytułu podatku dochodowego	7 257	117	7 243	(12)
Odroczony podatek dochodowy	(11 011)	(980)	(9 288)	(1 025)
Związany z powstaniem i odwróceniem się różnic przejściowych	(11 011)	(980)	(9 288)	(1 025)
Obciążenie podatkowe wykazane w rachunku zysków i strat	(3 754)	(863)	(2 045)	(1 037)

	Za okres zakończony 30.09.2014 r.	Za okres zakończony 30.09.2013 r.
Obciążenie z tytułu podatku w rachunku zysków i strat, w tym	(3 754)	(863)
Podatek bieżący	7 257	117
Podatek odroczony	(11 011)	(980)
Zysk brutto przed opodatkowaniem	11 287	3 410
Obciążenie podatkowe od wyniku brutto według efektywnej stawki podatkowej 19% (2013: 19%)	2 145	648
Koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów:	(2 543)	1 452
- różnice trwałe	(1 604)	119
- aktywo z tytułu strat podatkowych w Specjalnej Strefie Ekonomicznej	209	665
- aktywo z tytułu pozostałych strat podatkowych	145	120
- odpis na aktywa z tytułu strat podatkowych	-	548
- efekt rozliczenia ceny nabycia	(1 293)	-
Przychody nie będące podstawą do opodatkowania:	3 356	2 963
- rezerwa na podatek odroczone od przychodów spółek SKA	3 356	3 170
- dywidendy	-	(207)
Podatek w rachunku zysków i strat	(3 754)	(863)

b) zmiana stanu rezerw

Zmiana stanu rezerw krótko i długoterminowych

	30.09.2014	31.12.2013
Stan rezerw na początek okresu	2 135	1 841
- utworzenie rezerw	2 316	376
- rozwiązanie rezerw	(182)	(82)
Stan rezerw na koniec okresu	4 269	2 135

c) należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

W okresie zakończonym 30 września 2014 roku odpis na nieściągalne należności z tytułu dostaw i usług nie zmieniły się i wyniosły 925 tysięcy zł.

	30.09.2014	31.12.2013
Stan na początek roku	925	722
- Zwiększenie	-	925
- Wykorzystanie	-	(451)
- Odwrócenie odpisu	-	(271)
Stan na koniec roku	925	925

Poniżej przedstawiono analizę należności z tytułu dostaw i usług, które na dzień 30 września 2014 roku były przeterminowane, ale nie objęto ich odpisem aktualizacyjnym.

	Razem	Nie przeterminowane	Przeterminowane, lecz ściągalne				
			< 30 dni	30 – 60 dni	60 – 90 dni	90 – 120 dni	>120 dni
30.09.2014	80 879	75 887	1 249	1 831	80	151	1 681
31.12.2013	23 526	23 242	55	2	14	33	180

Należności przeterminowane powyżej 120 dni dotyczą głównie działalności dystrybucyjnej, charakteryzującej się dużą liczbą klientów w której odpisów aktualizujących dokonuje się według poniższych zasad :

- przeterminowane od 181 do 270 dni – 25%
- przeterminowane od 271 do 365 dni – 50%
- przeterminowane powyżej 365 dni - 100%

Należności umorzone, przedawnione lub nieściągalne, od których nie dokonano odpisów aktualizujących ich wartość lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

d) wycena kontraktów na zakup i sprzedaż energii i „zielonych” certyfikatów

W związku z Transakcją szerzej opisaną w nocie 1.5 na dzień 30 września 2014 roku Grupa rozpoznała aktywa finansowe w kwocie 100.689 tysięcy złotych oraz zobowiązania finansowe w kwocie 93.445 tysięcy złotych z tytułu wyceny kontraktów na zakup i sprzedaż energii i „zielonych” certyfikatów. Kontrakty terminowe jako instrumenty pochodne wyceniane są w wartości godziwej ze zmianami wartości godziwej odnoszonymi do rachunku zysków i strat. Wycenie podlega część niezrealizowana kontraktów w podziale na część długo i krótkoterminową

4.12 Informację dotyczącą emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych

Grupa nie emituje dłużnych papierów wartościowych. Do dnia sporządzenia niniejszego raportu jednostka dominująca w okresie III kwartału zakończonego 30 września 2014 roku nie dokonała emisji dłużnych papierów wartościowych.

4.13 Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane

W ciągu dziewięciu miesięcy zakończonych dnia 30 września 2014 roku nie nastąpiła wypłata dywidendy.

4.14 Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego

W trzecim kwartale 2014 roku nie nastąpiła zmiana zobowiązań i aktywów warunkowych.

4.15 Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej z uwzględnieniem informacji w zakresie:

Postępowania dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem: przedmiotu postępowania oraz stanowiska emitenta.

Nie wystąpiły postępowania dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

Dwu lub więcej postępowań dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem łącznej wartości postępowań odrębnie w grupie zobowiązań oraz wierzytelności wraz ze stanowiskiem emitenta w tej sprawie oraz, w odniesieniu do największych postępowań w grupie zobowiązań i grupie wierzytelności – ze wskazaniem ich przedmiotu, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania oraz stron wszczętego postępowania

Nie wystąpiły postępowania dotyczące zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

Inne postępowania

Ze względu na specyfikę działalności polegającej na dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców końcowych spółka zależna Spółki – Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. dochodzi od szeregu klientów należności z tytułu sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej. Łączna wartość dochodzonych roszczeń wynosi około 700 tysięcy zł.

Spółka zależna Spółki – Polenergia Obrót S.A. dysponuje tytułem wykonawczym przeciwko swojemu kontrahentowi na kwotę 5.000 tysięcy zł, odnośnie której to należności toczy się postępowanie egzekucyjne.

4.16 Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi

Na dzień 30 września 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku Grupa nie posiadała jednostek stowarzyszonych, w których zaistniały istotne transakcje z podmiotami powiązаныmi.

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2014 roku przychody ze sprzedaży w kwocie 4.336 tysięcy zł dotyczą Spółek z Grupy Kulczyk Investments przed dniem objęcia kontroli nad tymi Spółkami przez Grupę Kapitałową Polenergia S.A., czyli przed dniem Transakcji szerzej opisanej w nocy 1.5 i dotyczą głównie sprzedaży „zielonych” certyfikatów”.

4.17 Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń i gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

Na dzień 30 września 2014 roku Grupa nie udzieliła żadnych gwarancji zewnętrznych.

4.18 Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta

Zdaniem Emitenta nie występują inne informacje poza zaprezentowanymi w tym raporcie, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań Emitenta.

4.19 Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.

W ocenie Spółki w perspektywie kolejnych kwartałów istotny wpływ na osiągnięte wyniki (skonsolidowane i jednostkowe) będą miały następujące czynniki:

- sytuacja makroekonomiczna Polski
- ostateczny kształt Ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz Rozporządzeń związanych z tą Ustawą
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych i żółtych certyfikatów
- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farmy wiatrowych Puck, Łukaszów i Modlikowice, Rajgród
- ewentualne wahania cen gazu ziemnego, biomasy i dostępności tych surowców
- kondycja finansowa klientów Spółki
- możliwość pozyskania finansowania na projekty
- poziom kursu EUR

4.20 Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Poza instrumentami pochodnymi, do głównych instrumentów finansowych, z których korzysta Grupa, należą kredyty bankowe, środki pieniężne i lokaty krótkoterminowe. Głównym celem tych instrumentów finansowych jest pozyskanie środków finansowych na działalność Grupy. Grupa posiada też inne instrumenty finansowe, takie jak należności i zobowiązania z tytułu dostaw i usług, które powstają bezpośrednio w toku prowadzonej przez nią działalności.

Grupa zawiera również transakcje z udziałem instrumentów pochodnych, kontrakty terminowe typu forward. Celem tych transakcji jest zarządzanie ryzykiem walutowym powstającym w toku działalności Grupy oraz wynikających z używanych przez nią źródeł finansowania.

Zasadą stosowaną przez Grupę obecnie i przez cały okres objęty sprawozdaniem jest nieprowadzenie obrotu instrumentami finansowymi.

Główne rodzaje ryzyka wynikającego z instrumentów finansowych Grupy obejmują ryzyko stopy procentowej, ryzyko związane z płynnością, ryzyko walutowe oraz ryzyko kredytowe. Zarząd weryfikuje i uzgadnia zasady zarządzania każdym z tych rodzajów ryzyka – zasady te zostały w skrócie omówione poniżej. Grupa monitoruje również ryzyko cen rynkowych dotyczące wszystkich posiadanych przez nią instrumentów finansowych.

4.20.1 Ryzyko stopy procentowej

Narażenie Grupy na ryzyko wywołane zmianami stóp procentowych dotyczy przede wszystkim długoterminowych zobowiązań finansowych.

Grupa zarządza kosztami oprocentowania poprzez korzystanie ze zobowiązań o oprocentowaniu zmiennym. Grupa nie stosuje natomiast zabezpieczeń za pomocą pochodnych instrumentów finansowych.

Poniższa tabela przedstawia wrażliwość wyniku finansowego brutto w ujęciu rocznym na racjonalnie możliwe zmiany stóp procentowych przy założeniu niezmienności innych czynników (w związku z zobowiązaniami o zmiennej stopie procentowej).

okres zakończony dnia 30 września 2014	Zwiększenie/zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy w tysiącach złotych
WIBOR 1M	1%	(1 407)
EURIBOR 1M	1%	(107)
WIBOR 1M	-1%	1 407
EURIBOR 1M	-1%	107

okres zakończony dnia 30 września 2013	Zwiększenie/zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy w tysiącach złotych
WIBOR 1M	1%	(720)
EURIBOR 1M	1%	(132)
WIBOR 1M	-1%	720
EURIBOR 1M	-1%	132

4.20.2 Ryzyko walutowe

Ryzyko walutowe w Grupie sprowadza się do ryzyka związanego z wahaniami kursu EUR w odniesieniu do otwartej pasywnej pozycji walutowej w ramach transakcji lokat walutowych, zobowiązań inwestycyjnych oraz zaciągniętych kredytów inwestycyjnych. Pozycja ta na dzień 30 września 2014 roku wynosi 9,8 mln EUR.

Pozycja ta nie jest zabezpieczana w celu wyeliminowania wahań kursu walutowego, ponieważ dotyczy wyceny bilansowej aktywów i pasywów denominowanych w walucie obcej.

Poniższa tabela przedstawia 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.

	Wzrost/ spadek kursu waluty	Wpływ na wynik finansowy
30 wrzesień 2014 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(98)
	- 0,01 PLN/EUR	98
30 wrzesień 2013 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(121)
	- 0,01 PLN/EUR	121

W okresie zakończonym 30 września 2014 roku, Grupa zrealizowała 343 tysięcy PLN kosztów finansowych z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych.

W okresie 30 września 2014 – 31 grudnia 2014 roku wahania kursu PLN w stosunku do EUR mogą mieć wpływ na wielkość niezrealizowanych różnic kursowych. Wynik na niezrealizowanych różnicach kursowych na dzień 30 czerwca 2014 roku zależy będzie głównie od relacji kursu z dnia 31 grudnia 2014 roku do kursu z dnia 30 września 2014 roku, przy czym odpowiednio aprecjacja/deprecjacja złotego w stosunku do EUR będzie mieć dodatni/ujemny wpływ na zysk netto w wysokości około 98 tysięcy PLN na każdy grosz różnicy w stosunku do kursu z dnia 30 września 2014 roku (4,1755 PLN/EUR).

4.20.3 Ryzyko związane z płynnością

Tabela poniżej przedstawia zobowiązania finansowe Grupy na 30 września 2014 roku i 31 grudnia 2013 roku wg daty zapadalności na podstawie umownych niezdyktowanych płatności

30.09.2014	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	40 786	132 133	652 789	342 697	1 168 405
Pozostałe zobowiązania	215 130	239	97 513	-	312 882
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	127 850	-	4	-	127 854

4.21 Zarządzanie kapitałem

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest utrzymanie dobrego ratingu kredytowego i bezpiecznych wskaźników kapitałowych, które wspierałyby działalność operacyjną Grupy i zwiększały wartość dla jej akcjonariuszy.

Grupa zarządza strukturą kapitałową i w wyniku zmian warunków ekonomicznych wprowadza do niej zmiany. W celu utrzymania lub skorygowania struktury kapitałowej, Grupa może zmienić wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy, zwrócić kapitał akcjonariuszom lub wyemitować nowe akcje. W okresie zakończonym 30 września 2014 roku i w roku zakończonym 31 grudnia 2013 roku nie wprowadzono żadnych zmian do celów, zasad i procesów obowiązujących w tym obszarze.

Grupa monitoruje stan kapitału stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Do zadłużenia netto Grupa wlicza oprocentowane kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania, pomniejszone o należności leasingowe, środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych.

	30.09.2014	31.12.2013
Oprocentowane kredyty i pożyczki	756 728	322 253
Minus środki pieniężne i ich ekwiwalenty	(444 954)	(208 142)
Zadłużenie netto	311 774	114 111
Kapitał własny	1 315 507	515 261
Kapitał razem	1 315 507	515 261
Kapitał i zadłużenie netto	1 627 281	629 372
Wskaźnik dźwigni	19%	18%

4.22 Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieujętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe emitenta

Zgodnie z informacją przekazaną do wiadomości publicznej w dniu 27 października 2014 roku w tym dniu Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa w likwidacji Sp. z o.o., będąca kontrahentem Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. - spółek zależnych Spółki, złożyła wniosek o upadłość. Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa w likwidacji Sp. z o.o. jest odbiorcą energii elektrycznej i zielonych certyfikatów wytworzonych w farmach wiatrowych Modlikowice (Talia Sp. z o.o.) oraz Łukaszów (Amon Sp. z o.o.). Wspomniany kontrahent na bieżąco regulował dotychczas swoje zobowiązania.

Ewentualna upadłość Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa w likwidacji Sp. z o.o. nie spowoduje utraty przez farmy możliwości sprzedaży. Energia elektryczna może być bowiem sprzedawana do tzw. sprzedawcy z urzędu po cenie ogłaszanej przez Prezesa URE, zaś zielone certyfikaty mogą być zbyte na giełdzie towarowej. O ile cena sprzedaży energii elektrycznej do

sprzedawcy z urzędu jest nieco wyższa niż cena sprzedaży do Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa w likwidacji Sp. z o.o., o tyle obecna rynkowa cena zielonych certyfikatów jest niższa niż cena sprzedaży do ich dotychczasowego odbiorcy.

W konsekwencji pomimo możliwej upadłości odbiorcy Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. będą mogły nadal wytwarzać i sprzedawać „zieloną” energię. Sprzedaż ta odbywać się będzie po cenach rynkowych, które są zmienne. W chwili obecnej nie jest możliwe wskazanie wysokości cen rynkowych w przyszłości, co oznacza, że nie można jednoznacznie wskazać jaki efekt będzie miała ewentualna sprzedaż przez Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. energii elektrycznej i zielonych certyfikatów na warunkach rynkowych.

Przy założeniu, że w przyszłym roku utrzymają się obecne, niskie ceny zielonych certyfikatów, a farmy wiatrowe Modlikowice i Łukaszów pracować będą przy tegorocznym poziomie wietrzności, z uwagi na różnicę pomiędzy ceną rynkową a ceną kontraktową zielonych certyfikatów możliwe jest zmniejszenie się zysku netto każdej ze wspomnianych spółek o: ok. 4 mln złotych – Talia Sp. z o.o. oraz ok. 6 mln zł – Amon Sp. z o.o.

Do dnia sporządzenia niniejszego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, to znaczy do dnia 12 listopada 2014 roku, nie wystąpiły inne zdarzenia, które nie zostały ujęte w księgach rachunkowych okresu sprawozdawczego.

D. KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA POLENERGIA S.A.

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY BILANS
na dzień 30 września 2014 roku
A k t y w a

	30.09.2014	31.12.2013
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	1 271 069	655 040
1. Rzeczowe aktywa trwałe	2 536	1 293
2. Wartości niematerialne	1 295	946
3. Nieruchomości inwestycyjne	2 937	2 698
4. Aktywa finansowe	1 255 736	646 650
5. Należności długoterminowe	3 266	3 453
6. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	5 299	-
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	277 148	86 403
1. Zapasy	22 400	17 492
2. Należności z tytułu dostaw i usług	3 338	25 585
3. Należności z tytułu podatku dochodowego	-	293
4. Pozostałe należności krótkoterminowe	2 712	5 144
5. Rozliczenia międzyokresowe	3 398	2 933
6. Krótkoterminowe aktywa finansowe	948	253
7. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	244 352	34 703
A k t y w a r a z e m	1 548 217	741 443

P a s y w a

	30.09.2014	31.12.2013
I. Kapitał własny	1 277 209	493 765
1. Kapitał zakładowy	90 887	42 628
2. Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	802 909	78 521
3. Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
4. Pozostałe kapitały rezerwowe	372 199	372 199
5. Zysk (Strata) netto	(1 993)	(12 790)
II. Zobowiązania długoterminowe	256 699	239 263
1. Kredyty bankowe i pożyczki	254 985	238 196
2. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	-	130
3. Rezerwy	1 187	617
4. Pozostałe zobowiązania	527	320
III. Zobowiązania krótkoterminowe	14 309	8 415
1. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	3 807	1 586
2. Pozostałe zobowiązania	1 212	2 013
3. Rezerwy	1 714	1 197
4. Rozliczenia międzyokresowe	7 576	3 619
P a s y w a r a z e m	1 548 217	741 443

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 roku

	Za okres zakończony 30.09.2014	Za okres zakończony 30.09.2013	Q3 2014	Q3 2013
Przychody ze sprzedaży	5 212	5 217	2 535	1 359
Koszt własny sprzedaży	(349)	(615)	(126)	(106)
Zysk brutto ze sprzedaży	4 863	4 602	2 409	1 253
Pozostałe przychody operacyjne	173	1	18	1
Koszty ogólnego zarządu	(11 771)	(8 927)	(5 417)	(2 777)
Pozostałe koszty operacyjne	(95)	(668)	(46)	(12)
Przychody finansowe	16 555	13 355	1 458	9 440
w tym dywidenda	13 095	9 089	-	8 314
Koszty finansowe	(17 147)	(13 185)	(5 827)	(4 536)
Zysk (Strata) brutto	(7 422)	(4 822)	(7 405)	3 369
Podatek dochodowy	5 429	2 831	2 388	1 141
Zysk (Strata) netto	(1 993)	(1 991)	(5 017)	4 510

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 roku

	Za okres zakończony 30.09.2014	Za okres zakończony 30.09.2013	Q3 2014	Q3 2013
Zysk (Strata) netto za okres	(1 993)	(1 991)	(5 017)	4 510
Inne całkowite dochody netto	-	-	-	-
CAŁKOWITY DOCHÓD ZA OKRES	(1 993)	(1 991)	(5 017)	4 510

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 roku**

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwy z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2014 roku	42 628	78 521	13 207	372 199	(12 790)	-	493 765
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy							
Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(1 993)	(1 993)
Podział wyniku finansowego	-	(12 790)	-	-	12 790	-	-
Emisja akcji	48 259	737 178	-	-	-	-	785 437
Na dzień 30 września 2014 roku	90 887	802 909	13 207	372 199	-	(1 993)	1 277 209

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwy z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2013 roku	42 628	78 521	13 207	237 938	134 261	-	506 555
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy							
Strata netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(1 991)	(1 991)
Podział wyniku finansowego	-	-	-	134 261	(134 261)	-	-
Na dzień 30 września 2013 roku	42 628	78 521	13 207	372 199	-	(1 991)	504 564

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 roku**

	30.09.2014	30.09.2013
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.Strata brutto	(7 422)	(4 822)
II.Korekty razem	11 639	(34 963)
1.Amortyzacja	1 033	1 034
2.(Zyski) straty z tytułu różnic kursowych	(1)	1
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	2 473	3 304
4.Strata z tytułu działalności inwestycyjnej	-	517
5.Podatek dochodowy	293	8 337
6.Zmiana stanu rezerw	1 087	272
7.Zmiana stanu zapasów	(4 871)	(3 244)
8.Zmiana stanu należności	19 407	2 072
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	289	(45 187)
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(8 071)	(5 938)
11.Inne korekty	-	3 869
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	4 217	(39 785)
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	29 761	38 231
1. Z aktywów finansowych, w tym:	13 095	38 231
- dywidendy i udziały w zyskach	13 095	9 089
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	-	7 361
- odsetki	-	1 092
- inne wpływy z aktywów finansowych	-	20 689
2. Inne wpływy inwestycyjne	16 666	-
II.Wydatki	63 981	91 720
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	1 215	328
2. Na aktywa finansowe, w tym:	62 766	91 392
- nabycie aktywów finansowych	62 766	89 850
- udzielone pożyczki długoterminowe	-	1 542
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(34 220)	(53 489)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	240 000	-
1. Wpływy netto z emisji akcji (wydania udziałów) i innych instrumentów kapitałowych	240 000	-
II.Wydatki	349	246
1.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	349	246
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	239 651	(246)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	209 648	(93 520)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	209 649	(93 521)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	1	(1)
F.Środki pieniężne na początek okresu	34 703	149 126
G.Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- E), w tym:	244 352	55 605
- o ograniczonej możliwości dysponowania	50	49