

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

SKONSOLIDOWANY RAPORT KWARTALNY

ZA I KWARTAŁ 2016 ROKU

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Bartłomiej Dujczyński – Członek Zarządu

Warszawa, 11 maja 2016 roku

Spis treści

A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	4
1. Łączny rachunek zysków i strat za 1 kwartał zakończony 31 marca 2016 roku.....	5
2. Struktura organizacyjna Grupy.....	8
3. Strategia rozwoju Grupy.....	9
B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 31 MARCA 2016 ROKU.....	10
1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.....	16
1.1 Czas trwania Spółki i jednostek Grupy Kapitałowej.....	16
1.2 Wskazanie okresów, za które prezentowane jest śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe.....	16
1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego.....	16
1.4 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania.....	16
2. Segmenty operacyjne.....	17
3. Pozostałe noty.....	20
3.1 Przychody ze sprzedaży.....	20
3.2 Przychody z tytułu świadectw pochodzenia.....	20
3.3 Koszty wg rodzaju.....	20
3.4 Pozostałe przychody operacyjne.....	21
3.5 Pozostałe koszty operacyjne.....	21
3.6 Przychody finansowe.....	21
3.7 Koszty finansowe.....	22
3.8 Przepływy środków pieniężnych.....	22
3.9 Wartość firmy.....	23
4. Objaśnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności emitenta w prezentowanym okresie.....	23
5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki.....	23
6. Zmiany wielkości szacunkowych.....	24
7. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych.....	25
8. Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane.....	25
9. Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego.....	26
10. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej z uwzględnieniem informacji w zakresie:.....	26
11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi.....	27
12. 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.....	27

13.	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.....	27
14.	Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.	28
15.	Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym.....	28
15.1	Ryzyko stopy procentowej.....	28
15.2	Ryzyko walutowe.....	29
15.3	Ryzyko kredytowe.....	29
15.4	Ryzyko związane z płynnością.....	30
16.	Zarządzanie kapitałem.....	30
17.	Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieuwjętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe emitenta.....	31
C.	POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO.....	32
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.	33
2.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących.....	35
3.	Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym w stosunku do wyników.	37
4.	Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe.....	38
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.....	38
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.....	38
7.	Informacje ogólne.....	38
8.	Skład osobowy Zarządu oraz Rady Nadzorczej jednostki dominującej.....	39
9.	Otoczenie prawne.....	40
9.1	Wprowadzenie.....	40
9.2	Podstawowe regulacje dotyczące sektora energetycznego.....	40
9.3	Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.....	48
9.4	Służebność przesyłu.....	48
9.5	Korytarze przesyłowe.....	49
9.6	Ochrona środowiska.....	49
D.	KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A.	55

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

1. Łączny rachunek zysków i strat za 1 kwartał zakończony 31 marca 2016 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat za pierwszy kwartał 2016 roku.

Za okres pierwszego kwartału Grupa Polenergia osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszące odpowiednio 87,1 mln PLN oraz 38,6 mln PLN, co stanowi wzrost w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 21,7 mln PLN (33%) i 10,0 mln PLN (35%).

Wyniki Grupy Polenergia (mPLN)	1 kwartał 2016	1 kwartał 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	698,8	650,2	48,5	
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	23,7	27,5	(3,8)	
Przychody ze sprzedaży	722,5	677,8	44,7	
w tym Segment obrotu	538,2	490,8	47,4	
Koszt własny sprzedaży	(653,6)	(625,6)	(28,0)	
w tym Segment obrotu	(529,2)	(487,0)	(42,2)	
Zysk brutto ze sprzedaży	68,9	52,2	16,7	32%
Pozostałe przychody operacyjne	1,4	1,2	0,2	
Koszty ogólnego zarządu	(8,7)	(8,0)	(0,6)	
Pozostałe koszty operacyjne	(0,6)	(1,4)	0,8	
Zysk operacyjny	61,1	43,9	17,1	
Amortyzacja	26,7	20,8	6,0	
EBITDA	87,8	64,7	23,1	36%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(0,7)	0,6	(1,3)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	0,1	(0,1)	
Skorygowana EBITDA*	87,1	65,4	21,7	33%
Przychody finansowe	1,2	4,2	(3,0)	
Koszty finansowe	(14,4)	(11,7)	(2,6)	
Zysk (Strata) brutto	47,9	36,4	11,5	
Podatek dochodowy	(11,5)	(9,8)	(1,7)	
Zysk (Strata) netto	36,4	26,6	9,8	37%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1,5	2,5	(1,0)	
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	0,2	(1,2)	1,4	
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	0,4	0,5	(0,1)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	0,1	(0,1)	
Skorygowany Zysk Netto*	38,6	28,6	10,0	35%
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	80,5	65,4	15,1	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	43,7%	35,0%	8,7%	

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

Segment energetyki wiatrowej zanotował wzrost EBITDA (o 3,4 mln PLN), przede wszystkim w rezultacie ujęcia wyników farm wiatrowych Mycielin (o mocy 48 MW) oraz Skurpie (43,7 MW), które nie funkcjonowały w analogicznym okresie 2015 roku.

Z drugiej strony na wyniki segmentu negatywnie oddziaływały niższe niż w okresie ubiegłorocznym ceny zielonych certyfikatów. Ponadto, w porównaniu do roku poprzedniego, w projektach Amon i Talia osiągnięto niższe wyniki ze względu na brak realizacji umów ich zakupu przez Polską Kompanię Handlową (w pierwszym kwartale 2015 umowy były realizowane, a sprzedaż odbywała się według cen kontraktowych - wyższych od cen rynkowych).

Wynik operacyjny segmentu energetyki konwencjonalnej był zgodny z oczekiwaniami i istotnie wyższy od wyniku ubiegłorocznego (o 10,8 mln PLN), w związku z aktualizacją (w pierwszym kwartale) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020.

Zgodnie z Polityką Rachunkowości ENS, zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015) zostały ujęte w bieżącym okresie, stąd relatywnie wysoki wynik operacyjny w pierwszym kwartale 2016.

Wynik segmentu dystrybucji był w pierwszym kwartale istotnie wyższy niż w analogicznym kwartale roku ubiegłego, co było w głównej mierze spowodowane rozwiązaniem rezerw na rozliczenia z kontrahentem.

EBITDA segmentu obrotu wzrosła w ujęciu narastającym o 5,2 mln PLN r/r co było przede wszystkim spowodowane wysoką dochodowością kontraktów na dostawy gazu, a także lepszym wynikiem portfela certyfikatów.

Wynik segmentu biomasy na poziomie EBITDA był zbliżony do rezultatów osiągniętych w roku ubiegłym.

Analiza wyników na koniec pierwszego kwartału 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 3 miesięcy 2016 roku blisko 75% przychodów Grupy) wzrosła w omawianym okresie o blisko 9 p.p. do 43,7% z 35,0%, co było przede wszystkim spowodowane wynikami segmentu kogeneracji.

Niższy wynik z działalności finansowej jest związany ze wzrostem kosztów odsetek wynikającym z uruchomienia nowych projektów, co zostało częściowo skompensowane spadkiem stóp procentowych oraz mniejszym saldem zadłużenia na pozostałych projektach.

Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 kwietnia 2015 roku do 31 marca 2016 roku) wyniosła 244,6 miliony PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 31 marca 2016 roku wynoszącego 794,5 miliony PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 3,25x. Na koniec ubiegłego roku wskaźnik ten wynosił 3,52x (przy EBITDA i długu netto wynoszących odpowiednio 222,9 oraz 785,8 milionów PLN).

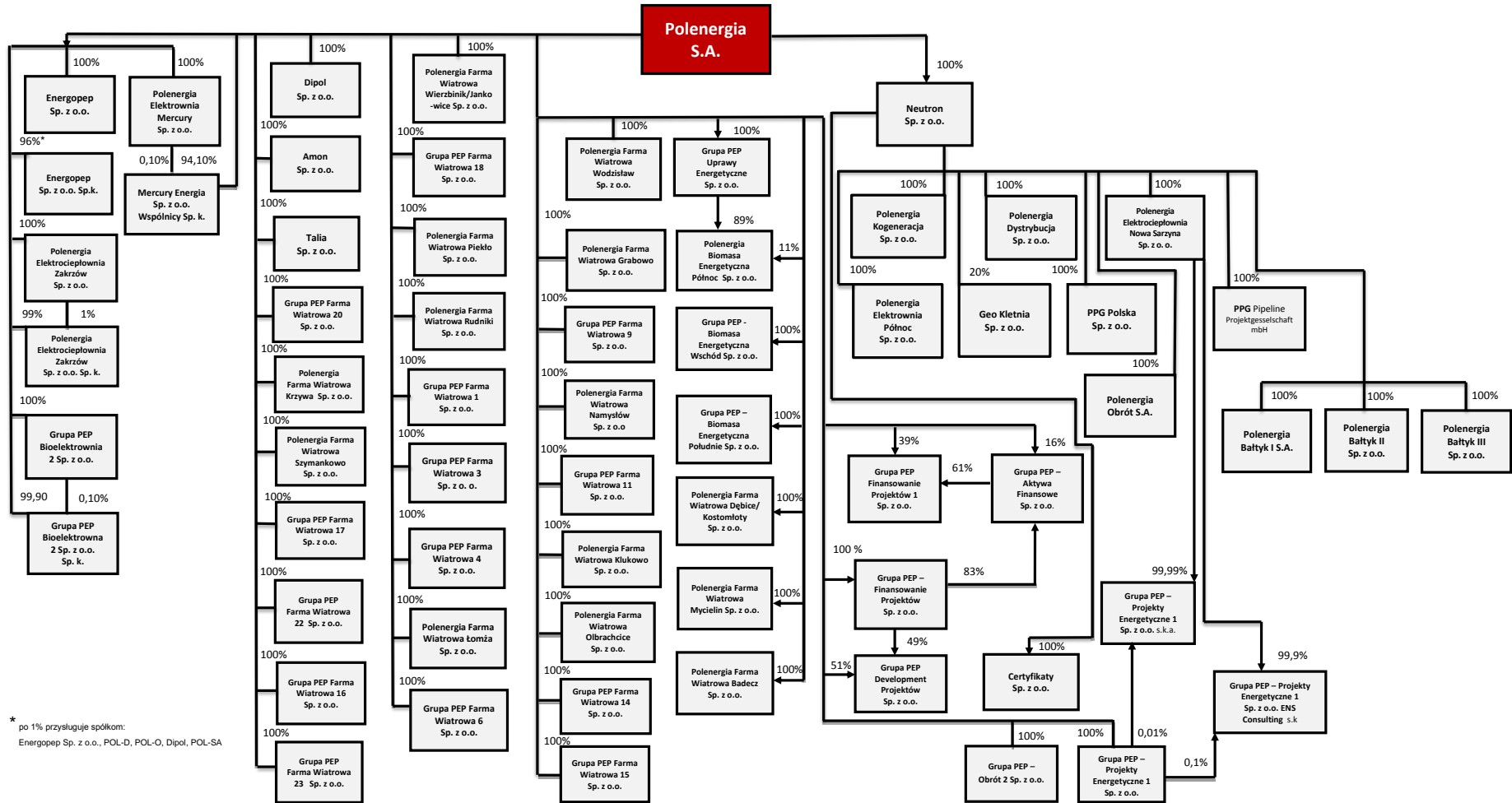
Utrzymywanie się wskaźnika powyżej poziomu 3x spowodowane jest realizacją kolejnych projektów wiatrowych (finansowanych w znacznym stopniu długiem), których kontrybucja w wynikach EBITDA zostanie w pełni odzwierciedlona na koniec 2016 roku. Intencją Grupy pozostaje, by w średnim horyzoncie czasowym wskaźnik utrzymywał się poniżej 3x.

Rada Nadzorcza spółki Polenergia S.A. („Polenergia”) przyjęła 28 kwietnia br. rezygnację Zbigniewa Prokopowicza z funkcji Prezesa Zarządu, oraz Anny Kwarciańskiej i Michała Kozłowskiego z funkcji Wiceprezesów Zarządu. Jednocześnie Rada Nadzorcza powierzyła kierowanie pracami Zarządu Jackowi Głowackiemu, dotychczasowemu I Wiceprezesowi Zarządu Spółki. Do Zarządu dołączył także Bartłomiej Dujczyński, dotychczasowy dyrektor pionu Corporate Finance. Kompetencje Michała Kozłowskiego w zakresie rozwoju projektów energetyki wiatrowej przejął Michał Michalski, który z Grupą Polenergia związany jest od 2011 roku.

Na kolejnej stronie przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w okresie pierwszego kwartału 2016 w podziale na segmenty działalności.

3 miesiące 2016 roku (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	83,6	0,0	14,6	53,3	31,3	538,2	0,9	0,7	722,5
Koszty operacyjne	(53,2)	(0,2)	(12,8)	(27,2)	(24,1)	(529,2)	(2,6)	(2,5)	(651,7)
w tym amortyzacja	(4,9)	-	(1,0)	(16,8)	(1,1)	(0,0)	(0,4)	(2,5)	(26,7)
Zysk brutto ze sprzedaży	30,4	(0,2)	1,9	26,1	7,2	9,0	(1,7)	(1,9)	70,8
Koszty ogólnego zarządu	(1,7)	(0,2)	(0,3)	(1,6)	(1,1)	(2,5)	(1,3)	-	(8,7)
Pozostała działalność operacyjna	(0,4)	(0,0)	0,0	1,0	0,0	0,1	(1,8)	-	(1,0)
Zysk z działalności operacyjnej	28,3	(0,4)	1,6	25,5	6,2	6,6	(4,8)	(1,9)	61,1
EBITDA	33,2	(0,4)	2,6	42,3	7,2	6,6	(4,4)	0,7	87,8
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania							-		-
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(0,7)	(0,7)
Skorygowana EBITDA	33,2	(0,4)	2,6	42,3	7,2	6,6	(4,4)	-	87,1
Wynik na działalności finansowej	(1,9)	(0,0)	(0,3)	(11,2)	(0,3)	(0,4)	0,9	-	(13,2)
Zysk (Strata) brutto	26,4	(0,5)	1,3	14,4	5,8	6,2	(3,9)	(1,9)	47,9
Podatek dochodowy									(11,5)
Zysk (strata) netto za okres									36,4
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									1,5
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									0,4
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania									-
Skorygowany Zysk Netto									38,6
3 miesiące 2015 roku (mPLN)	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	87,6	0,3	16,3	44,4	38,4	490,8	(0,0)	-	677,8
Koszty operacyjne	(67,6)	(0,6)	(14,6)	(17,8)	(33,8)	(487,0)	(1,1)	(3,1)	(625,6)
w tym amortyzacja	(4,6)	-	(1,0)	(11,3)	(1,0)	(0,0)	(0,3)	(2,5)	(20,8)
Zysk brutto ze sprzedaży	20,0	(0,3)	1,7	26,7	4,6	3,7	(1,1)	(3,1)	52,2
Koszty ogólnego zarządu	(1,8)	(0,1)	(0,2)	(0,3)	(1,0)	(2,3)	(2,2)	-	(8,0)
Pozostała działalność operacyjna	(0,4)	(0,2)	0,2	1,3	(0,6)	(0,0)	(0,5)	-	(0,2)
Zysk z działalności operacyjnej	17,8	(0,6)	1,7	27,6	3,0	1,4	(3,8)	(3,1)	43,9
EBITDA	22,4	(0,6)	2,7	38,9	4,0	1,4	(3,5)	(0,6)	64,7
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania							0,1		0,1
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								0,6	0,6
Skorygowana EBITDA	22,4	(0,6)	2,7	38,9	4,0	1,4	(3,4)	-	65,4
Wynik na działalności finansowej	(2,4)	0,1	(0,3)	(5,7)	(0,5)	(0,4)	1,7	-	(7,5)
Zysk (Strata) brutto	15,4	(0,5)	1,4	22,0	2,5	0,9	(2,1)	(3,1)	36,4
Podatek dochodowy									(9,8)
Zysk (strata) netto za okres									26,6
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									2,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									(1,2)
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									0,5
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania									0,1
Skorygowany Zysk Netto									28,6
Skorygowana EBITDA rdr	10,8	0,2	(0,1)	3,4	3,2	5,2	(1,0)	-	21,7

2. Struktura organizacyjna Grupy



* po 1% przysługuje spółkom: Energopep Sp. z o.o., POL-D, POL-O, Dipol, POL-SA

3. Strategia rozwoju Grupy

Strategia rozwoju Grupy i opis jej działalności został zaprezentowany na stronie internetowej Spółki w sekcji Inwestorzy/Prezentacje : <http://www.polenergia.pl/pol/pl/prezentacje>.

**B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA
OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 31 MARCA 2016 ROKU**

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY BILANS

Na dzień 31 marca 2016 roku

A k t y w a

	31.03.2016	31.12.2015
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 480 103	2 447 691
1.Rzeczowe aktywa trwałe	2 219 860	2 192 218
2.Wartości niematerialne	46 778	49 469
3.Wartość firmy jednostek podporządkowanych	184 619	184 619
4.Aktywa finansowe	11 668	5 817
5.Należności długoterminowe	4 856	4 577
6.Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	12 255	10 912
7.Rozliczenia międzyokresowe	67	79
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	663 713	750 679
1.Zapasy	56 452	47 040
2.Należności z tytułu dostaw i usług	123 569	158 513
3.Należności z tytułu podatku dochodowego	3 805	2 776
4.Pozostałe należności krótkoterminowe	30 081	64 621
5.Rozliczenia międzyokresowe	9 525	11 416
6.Krótkoterminowe aktywa finansowe	97 684	104 217
7.Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	342 597	362 096
A k t y w a r a z e m	3 143 816	3 198 370

P a s y w a

	31.03.2016	31.12.2015
I. Kapitał własny	1 411 016	1 397 251
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	1 410 076	1 396 298
1.Kapitał zakładowy	90 887	90 887
2.Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	786 134	786 134
3.Kapitał rezerwowowy z wyceny opcji	13 207	13 207
4.Pozostałe kapitały rezerwowe	334 686	378 069
5.Zysk z lat ubiegłych	148 416	60 350
6.Zysk netto	36 440	67 370
7.Różnice kursowe z przeliczenia	306	281
Udziały niedające kontroli	940	953
II. Zobowiązania długoterminowe	1 322 755	1 302 808
1.Kredyty bankowe i pożyczki	1 042 519	1 026 551
2.Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	74 865	66 242
3.Rezerwy	2 207	2 207
4.Rozliczenia międzyokresowe	62 092	63 161
5.Pozostałe zobowiązania	141 072	144 647
III. Zobowiązania krótkoterminowe	410 045	498 311
1.Kredyty bankowe i pożyczki	94 549	121 336
2.Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	124 197	178 347
3.Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	-	6 670
4.Pozostałe zobowiązania	160 557	166 301
5.Rezerwy	4 216	4 216
6.Rozliczenia międzyokresowe	26 526	21 441
P a s y w a r a z e m	3 143 816	3 198 370

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2016 roku

	Noty	Za okres 3 miesięcy zakończony	
		31.03.2016	31.03.2015
Przychody ze sprzedaży energii, ciepła, gazu i inne	3.1	698 792	650 243
Przychody ze sprzedaży z tytułu świadectw pochodzenia	3.2	23 713	27 546
Przychody ze sprzedaży		722 505	677 789
Koszt własny sprzedaży	3.3	(653 608)	(625 622)
Zysk brutto ze sprzedaży		68 897	52 167
Pozostałe przychody operacyjne	3.4	1 722	1 565
Koszty sprzedaży	3.3	(284)	(361)
Koszty ogólnego zarządu	3.3	(8 689)	(8 045)
Pozostałe koszty operacyjne	3.5	(578)	(1 381)
Przychody finansowe	3.6	1 177	4 212
Koszty finansowe	3.7	(14 362)	(11 745)
Zysk brutto		47 883	36 412
Podatek dochodowy		(11 456)	(9 780)
Zysk netto		36 427	26 632
Zysk netto przypisany:		36 427	26 632
Akcjonariuszom jednostki dominującej		36 440	26 622
Akcjonariuszom niekontrolującym		(13)	10
Zysk na jedną akcję:			
Średnia ważona liczba akcji zwykłych		45 443 547	45 443 547
– podstawowy/rozwodniony zysk za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej		0,80	0,59

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2016 roku

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
Zysk netto za okres	36 427	26 632
Inne całkowite dochody, które mogą zostać przekwalifikowane do rachunku zysków i strat po spełnieniu określonych warunków		
- Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	34	(5 005)
- Różnice kursowe z przeliczenia	25	-
Inne całkowite dochody netto	59	(5 005)
CAŁKOWITE DOCHODY ZA OKRES	36 486	21 627
Całkowity dochód za okres:	36 486	21 627
Akcjonariuszom jednostki dominującej	36 499	21 617
Akcjonariuszom niekontrolującym	(13)	10

DODATKOWE DANE

Skorygowana EBITDA i Skorygowany zysk netto – mierniki nie wynikające ze standardów rachunkowości

Poziom zysku EBITDA, skorygowana EBITDA oraz skorygowany zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej nie są zdefiniowane przez MSSF i mogą być wyliczane inaczej przez inne podmioty.

EBITDA i Skorygowana EBITDA

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
Zysk brutto	47 883	36 412
Przychody finansowe	(1 177)	(4 212)
Koszty finansowe	14 362	11 745
Amortyzacja	26 742	20 751
EBITDA	87 810	64 696
Koszty pozyskania finansowania	-	143
Rozliczenie ceny nabycia:		
Wycena kontraktów długoterminowych	(681)	603
Skorygowana EBITDA	87 129	65 442

Skorygowany zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	36 440	26 622
(Zysk) Strata z tytułu różnic kursowych niezrealizowanych	247	(1 154)
(Przychody) koszty z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	424	477
Koszty pozyskania finansowania	-	116
Rozliczenie ceny nabycia:		
Amortyzacja	2 532	2 532
Wycena kontraktów długoterminowych	(681)	603
Podatek	(351)	(597)
Skorygowany ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	38 611	28 599

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2016 roku

	Noty	Za okres 3 miesięcy zakończony	
		31.03.2016	31.03.2015
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
I.Zysk brutto		47 883	36 412
II.Korekty razem		172	30 636
1.Amortyzacja	3.3	26 742	20 751
2.Strata z tytułu różnic kursowych		95	(2 271)
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)		8 635	9 877
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej		305	384
5. Podatek dochodowy		(10 628)	(4 067)
6.Zmiana stanu rezerw		-	540
7.Zmiana stanu zapasów		(9 412)	(4 932)
8.Zmiana stanu należności	3.8	69 757	34 342
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	3.8	(76 193)	(20 102)
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	3.8	(9 131)	(3 925)
11. Inne korekty		2	39
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)		48 055	67 048
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
I. Wpływy		16	691
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		10	3
2. Z aktywów finansowych, w tym:		6	688
a) zbycie aktywów finansowych		6	-
b) spłata udzielonych pożyczek długoterminowych		-	661
c) odsetki		-	27
II.Wydatki		47 249	100 198
1. Nabycie rzeczowych aktywów trwałych		47 179	99 713
2. Na aktywa finansowe, w tym:		70	485
a) nabycie aktywów finansowych		70	15
b) udzielone pożyczki długoterminowe		-	470
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)		(47 233)	(99 507)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
I.Wpływy		45 060	33 208
1.Kredyty i pożyczki		45 060	33 208
II.Wydatki		65 400	44 470
1.Spłaty kredytów i pożyczek		53 063	34 813
2.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego		306	223
3.Odsetki		11 209	8 448
4.Inne wydatki finansowe		822	986
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)		(20 340)	(11 262)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)		(19 518)	(43 721)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:		(19 499)	(43 402)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych		19	319
F.Środki pieniężne na początek okresu		362 096	416 809
G.Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:		342 597	373 407
- o ograniczonej możliwości dysponowania	3.8	117 736	102 083

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
Prezentacja zewnętrznych źródeł finansowania - kredyty bankowe (sprawozdanie z przepływów środków pieniężnych)		
poz. C.I.2 Wpływy z kredytów i pożyczek	45 060	33 208
poz. C.II.2 Spłaty z kredytów i pożyczek	(53 063)	(34 813)
Zmiana zewnętrznych źródeł finansowania, w tym	(8 003)	(1 605)
zaciągnięcie netto kredytów inwestycyjnych	26 525	17 495
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu VAT	(29 664)	(8 146)
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu bieżącego	(4 864)	(10 954)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2016 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	Udział niekontrolujący	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2016 roku	90 887	786 134	13 207	378 069	127 720	-	281	1 396 298	953	1 397 251
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy										
- Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	36 440	-	36 440	(13)	36 427
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	34	-	-	25	59	-	59
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym										
- Podział wyniku finansowego	-	-	-	(20 696)	20 696	-	-	-	-	-
- Wyplata dywidendy	-	-	-	(22 721)	-	-	-	(22 721)	-	(22 721)
Na dzień 31 marca 2016 roku	90 887	786 134	13 207	334 686	148 416	36 440	306	1 410 076	940	1 411 016

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	Udział niekontrolujący	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2015 roku	90 887	802 909	13 207	372 427	53 533	-	73	1 333 036	948	1 333 984
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy										
- Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	26 622	-	26 622	10	26 632
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	(5 005)	-	-	-	(5 005)	-	(5 005)
- Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	-	-	-	(283)	(283)	-	(283)
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym										
- Podział wyniku finansowego	-	-	-	4 199	(4 199)	-	-	-	-	-
Na dzień 31 marca 2015 roku	90 887	802 909	13 207	371 621	49 334	26 622	(210)	1 354 370	958	1 355 328

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 3 miesięcy zakończony 31 marca 2016 roku i zawiera porównywalne dane finansowe za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2015 roku. Rachunek zysków i strat oraz noty do rachunku zysków i strat obejmują dane za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2016 roku oraz dane porównawcze za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 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 31 marca 2016 roku.

1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Zarząd jednostki dominującej w dniu 11 maja 2016 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 3 miesięcy od 1 stycznia do 31 marca 2016 roku i okres porównywalny od 1 stycznia do 31 marca 2015 roku, a dla bilansu na dzień 31 grudnia 2015. Śródroczne skrócone sprawozdania finansowe za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2016 roku nie podlegały przeglądowi biegłego rewidenta, a dane porównywalne za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2015 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,

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

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 MSSF.

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 2015.

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 2015 roku.

Szereg nowych Standardów, zmian do Standardów i Interpretacji nie jest jeszcze obowiązujących dla okresów rocznych kończących się 31 grudnia 2015 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.

2. Segmenty operacyjne

Dla celów zarządczych Grupa dokonała analizy mającej na celu identyfikację segmentów. W wyniku tej analizy wyodrębniono następujące segmenty operacyjne, które są takie same jak segmenty sprawozdawcze:

- segment energetyka konwencjonalna polegający na produkcji ciepła i energii elektrycznej,
- segment działalności deweloperskiej i wdrożeniowej, polegający na dewelopmencie i budowie farm wiatrowych, elektrowni konwencjonalnej i rurociągu gazowego,
- segment energetyki wiatrowej, polegający na produkcji energii elektrycznej,
- segment biomasy polegający na produkcji peletu z roślin energetycznych,
- segment dystrybucji polegający na dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej klientom komercyjnym, przemysłowym oraz indywidualnym,
- segment obrotu energią elektryczną i świadectwami pochodzenia.

Alokacja do powyższych segmentów nie uległa zmianie, ale w związku z nabyciem Grupy Neutron działalność Grupy rozszerzyła się o nowe segmenty.

Zarząd monitoruje oddzielnie wyniki operacyjne segmentów w celu podejmowania decyzji dotyczących alokacji zasobów, oceny skutków tej alokacji oraz wyników działalności. Podstawą oceny wyników działalności jest zysk lub strata na działalności operacyjnej plus amortyzacja, które w pewnym zakresie, jak wyjaśniono w tabeli poniżej, są mierzone inaczej niż zysk lub strata na działalności operacyjnej w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Podatek dochodowy jest monitorowany na poziomie Grupy i nie ma miejsca jego alokacja do segmentów. Aktywa niealokowane stanowią środki pieniężne Spółki.

Ceny transakcyjne stosowane przy transakcjach pomiędzy segmentami operacyjnymi są ustalane na zasadach rynkowych podobnie jak przy transakcjach ze stronami niepowiązаныmi. Wszystkie korekty konsolidacyjne są alokowane do poszczególnych segmentów.

Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych to jedyny odbiorca z którym Grupa osiągnęła nie mniej niż 10% sumy przychodów Grupy. 99,9% aktywów segmentów znajduje się w Polsce.

Za okres 3 miesięcy zakończony 31.03.2016	Energetyka konwencjonalna	Działalność Developerska i wdrożeńowa	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót i sprzedaż energii	Niealokowane koszty zarządzania Grupą *)	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	83 557	2	14 634	53 256	31 307	538 202	1 547	722 505
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	30 389	(175)	1 875	26 088	7 174	8 981	(5 435)	68 897
(Koszty) ogólnego zarządu	(1 707)	(217)	(295)	(1 618)	(1 055)	(2 475)	(1 322)	(8 689)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(1 580)	45	(104)	(10 073)	(344)	(23)	514	(11 565)
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	(111)	(63)	-	(82)	-	(49)	-	(305)
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(187)	(28)	(148)	(998)	(5)	(345)	396	(1 315)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	(408)	(27)	3	1 045	32	94	121	860
Wynik brutto	26 396	(465)	1 331	14 362	5 802	6 183	(5 726)	47 883
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(11 456)	(11 456)
Wynik netto	-	-	-	-	-	-	-	36 427
EBITDA **)	33 178	(419)	2 579	42 345	7 208	6 611	(3 692)	87 810
Aktywa segmentu	332 584	222 744	72 871	1 619 540	121 107	234 312	-	2 603 158
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	540 658	540 658
Aktywa razem	332 584	222 744	72 871	1 619 540	121 107	234 312	540 658	3 143 816

*) w tym rozliczenie ceny nabycia oraz pozostałe niealokowane

***) EBITDA - zysk brutto minus przychody finansowe plus koszty finansowe plus amortyzacja

Za okres 3 miesięcy zakończony 31.03.2015	Energetyka konwencjonalna	Działalność Developerska i wdrożeńowa	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót i sprzedaż energii	Niealokowane koszty zarządzania Grupą *)	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	87 602	305	16 345	44 408	38 373	490 767	(11)	677 789
Zysk/(Strata) brutto ze sprzedaży	19 955	(274)	1 730	26 656	4 577	3 725	(4 202)	52 167
(Koszty) ogólnego zarządu	(1 836)	(145)	(224)	(284)	(978)	(2 330)	(2 248)	(8 045)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(2 053)	97	(192)	(6 460)	(504)	118	1 565	(7 429)
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	(236)	50	12	1 646	-	(47)	-	1 425
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(109)	(79)	(133)	(848)	(15)	(516)	171	(1 529)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	(367)	(166)	229	1 258	(587)	(10)	(534)	(177)
Wynik brutto	15 354	(517)	1 422	21 968	2 493	940	(5 248)	36 412
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(9 780)	(9 780)
Wynik netto	-	-	-	-	-	-	-	26 632
EBITDA **)	22 353	(585)	2 722	38 944	4 001	1 391	(4 130)	64 696
Aktywa segmentu	378 924	524 569	79 438	913 917	120 715	209 128	-	2 226 691
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	499 194	499 194
Aktywa razem	378 924	524 569	79 438	913 917	120 715	209 128	499 194	2 725 885

*) w tym rozliczenie ceny nabycia

**) EBITDA - zysk brutto minus przychody finansowe plus koszty finansowe plus amortyzacja

3. Pozostałe noty

3.1 Przychody ze sprzedaży

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- przychody ze sprzedaży energii	581 494	565 115
- przychody ze sprzedaży ciepła	8 768	10 883
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	874	611
- przychody z refaktur i zwrotu kosztów	-	2
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	18	42
- przychody ze sprzedaży towarów	1 584	1 540
- przychody ze sprzedaży pelletów	13 044	14 799
- przychody z najmu	13	34
- przychody z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu	37 306	39 978
- przychody netto z tytułu sprzedaży gazu	55 035	16 714
- inne przychody	656	525
Przychody ze sprzedaży, razem	698 792	650 243

3.2 Przychody z tytułu świadectw pochodzenia

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	21 338	23 724
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	2 375	3 822
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia, razem	23 713	27 546

3.3 Koszty wg rodzaju

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- amortyzacja	26 742	20 751
- zużycie materiałów i energii	51 502	68 207
- usługi obce	13 773	10 654
- podatki i opłaty	6 238	3 929
- wynagrodzenia	9 588	9 549
- ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 478	1 554
- pozostałe koszty rodzajowe	879	890
Koszty według rodzaju, razem	110 200	115 534
- wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	552 381	518 494
- koszty sprzedaży (wielkość ujemna)	(284)	(361)
- koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(8 689)	(8 045)
Razem koszt własny sprzedaży	653 608	625 622

3.4 Pozostałe przychody operacyjne

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- odwrócenie odpisów aktualizujących wartość składników aktywów, w tym:	469	-
- odpisy aktualizujące wartość należności	469	-
- pozostałe, w tym:	1 253	1 565
- odszkodowania i dopłaty	12	400
- rozliczenie dotacji	1 070	1 112
- zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	77	-
- pozostałe	94	53
Pozostałe przychody operacyjne, razem	1 722	1 565

3.5 Pozostałe koszty operacyjne

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- odpisy aktualizujące wartość składników aktywów, w tym:	439	81
- należności	439	81
- pozostałe, w tym:	139	1 300
- kary, grzywny, odszkodowania	-	522
- przeniesione odszkodowania	3	-
- inne koszty związane z developmentem	82	180
- strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	-	39
- pozostałe	54	559
Pozostałe koszty operacyjne, razem:	578	1 381

3.6 Przychody finansowe

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- przychody finansowe z tytułu odsetek od lokat i pożyczek	1 095	2 242
- odsetki - leasing finansowy	39	42
- różnice kursowe, w tym:	5	1 760
- niezrealizowane	(8)	1 705
- zrealizowane	13	55
- wycena zobowiązań finansowych*)	16	-
- wynagrodzenie z tytułu umorzenie udziałów	1	-
- pozostałe	21	168
Przychody finansowe, razem	1 177	4 212

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

3.7 Koszty finansowe

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- koszty finansowe z tytułu odsetek	12 699	9 713
- różnice kursowe, w tym:	394	435
-nierealizowane	297	280
-zrealizowane	97	155
- prowizje i inne opłaty	595	778
- wycena zobowiązań finansowych *)	540	589
- pozostałe	134	230
Koszty finansowe, razem	14 362	11 745

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

3.8 Przepływy środków pieniężnych

Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- środki zablokowane na spłatę rat kredytu	32 102	16 076
- środki pieniężne zablokowane z tytułu rozliczenia rekompensat kosztów osieroconych	77 841	81 091
- środki pieniężne zablokowane z tytułu remontów długo i średnioterminowych	4 231	4 798
- inne środki zablokowane	3 562	118
Razem	117 736	102 083

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

Należności:	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- bilansowa zmiana stanu należności długoterminowych i krótkoterminowych netto	69 205	(20 546)
- zmiana stanu należności finansowych	552	54 888
Zmiana stanu należności w rachunku przepływów pieniężnych	69 757	34 342

Zobowiązania:	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- bilansowa zmiana stanu zobowiązań, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(63 469)	(28 336)
- zmiana stanu zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	290	219
- zmiana stanu z tytułu dywidend	(22 722)	-
- zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych	10 045	12 464
- zmiana stanu zobowiązań finansowych	(337)	(4 449)
Zmiana stanu zobowiązań w rachunku przepływów pieniężnych	(76 193)	(20 102)

Rozliczenia międzyokresowe:	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
- bilansowa zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	5 919	(8 262)
- rozliczenie w czasie prowizji od kredytów	(4 668)	578
- niezafakturowane rzeczowe aktywa trwale w budowie	(10 382)	3 759
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych w rachunku przepływów pieniężnych	(9 131)	(3 925)

3.9 Wartość firmy

Wartość firmy jednostek podporządkowanych, która powstała w wyniku wniesienia do Grupy struktur Grupy Neutron wynika z różnicy między ceną nabycia, a wartością godziwą przejętych aktywów netto. W wyniku powyższej transakcji wartość firmy wyniosła 184 mln PLN i dotyczy następujących ośrodków wypracowujących środki pieniężne (segmentów):

- (i) 75 mln PLN – działalność deweloperska – obejmująca spółki PPG Pipeline Projektgesellschaft mbH, PPG Polska sp. z o.o. oraz Natural Power Association sp. z o.o. wraz ze spółkami zależnymi;
- (ii) 40 mln PLN – energetyka konwencjonalna – obejmująca spółkę Elektrociepłownia Nowa Sarzyna;
- (iii) 25 mln PLN – dystrybucja – obejmująca spółki Polenergia Dystrybucja i Polenergia Kogeneracja;
- (iv) 44 mln PLN – obrót – obejmująca spółkę Polenergia Obrót.

4. Objasnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności emitenta w prezentowanym okresie

Grupa Kapitałowa Polenergia działa na rynku :

- Energetyki konwencjonalnej,
- Działalności deweloperskiej i wdrożeniowej,
- Biomasy,
- Energetyki wiatrowej,
- 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 decyzję 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.

5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki

W dniu 11 marca 2016 r. Grupa PEP – Farma Wiatrowa 4 Sp. z o.o. („FW4”) w związku z brakiem konieczności dalszego finansowania VAT zewnętrznym źródłem finansowania zawarła z Bankiem Ochrony Środowiska SA aneks skracający okres udostępnienia kredytu VAT.

W dniu 17 marca 2016 r. Polenergia Biomasa Energetyczna Północ Sp. z o.o. („POLBEPN”) spełniła warunki zawieszające i tym samym weszła w życie umowa kredytu w rachunku bieżącym zawarta w dniu 24 września 2015 r.. Kwota kredytu wynosi 2.000 tys. PLN.

W dniu 24 marca 2016 r. Grupa PEP – Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. („FW1”), FW4, oraz Grupa PEP – Farma Wiatrowa 6 Sp. z o.o. („FW6”), zawarły z Bankiem Ochrony Środowiska SA oraz Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju aneks do umowy kredytowej z dnia 4 października 2013 r. wraz z późniejszymi zmianami. Aneks wprowadza zapisy umożliwiające ostateczne rozliczenie projektów poprzez przedłużenie okresu dostępności kredytu dla FW4 oraz przeniesienia dostępności części finansowania z FW4 na FW1 i FW6.

W dniu 30 marca 2016 r. Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Wschód Sp. z o.o. („GPBEWSCH”) podpisała z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. Aneks nr 10 do umowy kredytu obrotowego przedłużający okres udostępnienia kredytu oraz dopasowujący jego wysokość do bieżących potrzeb spółki tj. obniżający jego kwotę do 3.000 tys. PLN.

6. Zmiany wielkości szacunkowych

a) efektywna stopa podatkowa

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
Obciążenie z tytułu podatku w rachunku zysków i strat, w tym	11 456	9 780
Podatek bieżący	2 930	8 903
Podatek odroczony	8 526	877
Zysk brutto przed opodatkowaniem	47 883	36 412
Obciążenie podatkowe od wyniku brutto według efektywnej stawki podatkowej 19% (2015: 19%)	9 098	6 918
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	-	41
Koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów:	2 269	2 821
- różnice trwałe	405	153
- aktywo z tytułu strat podatkowych w Specjalnej Strefie Ekonomicznej	(156)	(134)
- aktywo z tytułu pozostałych strat podatkowych	2 020	2 802
Przychody nie będące podstawą do opodatkowania:	89	-
- inne	89	-
Podatek w rachunku zysków i strat	11 456	9 780

b) zmiana stanu rezerw

Zmiana stanu rezerw krótko i długoterminowych

	31.03.2016	31.12.2015
Stan rezerw na początek okresu	6 423	5 115
- utworzenie rezerw	-	1 425
- rozwiązanie rezerw	-	(117)
Stan rezerw na koniec okresu	6 423	6 423

c) należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

W okresie zakończonym 31 marca 2016 roku odpis na nieściągalne należności z tytułu dostaw i usług spadł i wyniósł 7.261 tysięcy zł.

	31.03.2016	31.12.2015
Stan na początek roku	7 779	8 853
- Zwiększenie	(32)	265
- Wykorzystanie	(17)	(1 339)
- Odwrócenie odpisu	(469)	-
Stan na koniec roku	7 261	7 779

Poniżej przedstawiono analizę należności z tytułu dostaw i usług, które na dzień 31 marca 2016 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
31.03.2016	123 569	114 075	5 338	3 297	108	312	439
31.12.2015	158 513	151 567	5 925	388	174	129	330

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

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.

7. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych

Grupa nie emituje dłużnych papierów wartościowych. Do dnia sporządzenia niniejszego raportu jednostka dominująca w okresie I kwartału zakończonego 31 marca 2016 roku nie dokonała emisji dłużnych papierów wartościowych.

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

W ciągu 3 miesięcy zakończonych dnia 31 marca 2016 roku nie nastąpiła wypłata dywidendy.

W dniu 24 marca 2016 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Spółki postanowiło dokonać podziału pomiędzy akcjonariuszy części kapitału rezerwowego utworzonego z zysku

osiągniętego przez Spółkę w latach poprzednich w kwocie 22.721.773,50 zł poprzez wypłatę dywidendy.

Dywidenda wynosić będzie 0,50 zł na jedną akcję, tj. łącznie 22.721.773,50 zł.

Do dywidendy będą uprawnieni akcjonariusze, którym będą przysługiwały akcje Spółki w dniu 14 czerwca 2016 roku (dzień dywidendy), a dniem wypłaty dywidendy będzie dzień 5 lipca 2016 roku.

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

W pierwszym kwartale 2016 roku nie nastąpiła zmiana zobowiązań warunkowych Grupy.

W związku z odbiorem technicznym turbin wiatrowych dostarczonych przez VESTAS Poland Sp. z o.o. w ramach projektu budowy Farmy Wiatrowej Mycielin aktywo warunkowe w postaci gwarancji otrzymanej od VESTAS Northern Europe A/S uległo zmniejszeniu do 25% wartości kontraktu.

Termin obowiązywania otrzymanej od AECOM Polska Sp. z o.o. (dawniej URS Polska Sp. z o.o.) gwarancji AIG Europe Ltd w związku z pełnieniem przez AECOM Polska Sp. z o.o. funkcji inżyniera kontraktu w ramach projektu budowy Farmy Wiatrowej Mycielin został wydłużony do 30 kwietnia 2016 roku w zakresie gwarancji należytego wykonania umowy oraz do 9 maja 2018 roku w zakresie usunięcia wad i usterek.

Na 31 marca 2016 roku łączna kwota otrzymanych od Kulczyk Investments poręczeń kontraktów handlowych Polenergia Obrót SA wyniosła 7.000 tys. EUR.

10. 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.

Amon Sp. z o.o. jest stroną postępowania. z powództwa Amon Sp. z o.o., o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia przez Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. umów pomiędzy tą spółką a Amon Sp. z o.o. w przedmiocie sprzedaży przez Amon Sp. z o.o. na rzecz Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. (i) energii elektrycznej wytworzonej przez Farmę Wiatrową Łukaszów oraz (ii) praw majątkowych z tytułu świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii odnawialnej przez Farmę Wiatrową Łukaszów. Wartość przedmiotu sporu ustalona została jako szacunkowa wartość w/w umów do końca okresu ich obowiązywania (tj. do roku 2027) i wynosi 376.621.551 zł. W ocenie Emitenta opisane powództwo jest w pełni zasadne i winno zostać uznane przez Sąd.

Talia Sp. z o.o. jest stroną postępowania. z powództwa Talia Sp. z o.o., o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia przez Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. umów pomiędzy tą spółką a Talia Sp. z o.o. w przedmiocie sprzedaży przez Talia Sp. z o.o. na rzecz Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. (i) energii elektrycznej wytworzonej przez Farmę Wiatrową Modlikowice oraz (ii) praw majątkowych z tytułu świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii odnawialnej przez Farmę Wiatrową Modlikowice. Wartość przedmiotu sporu ustalona została jako szacunkowa wartość w/w umów do końca okresu ich obowiązywania (tj. do roku 2027) i wynosi 249.762.472,00 zł. W ocenie Emitenta opisane powództwo jest w pełni zasadne i winno zostać uznane przez Sąd.

Dwóch 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

Spółka zależna Spółki – Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Północ Sp. z o.o. dochodzi od swoich kontrahentów zapłaty, łącznie, 80 tysięcy zł tytułem zwrotu zapłaconych zaliczek. Sprawy w toku.

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 850 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.

Ponadto spółka zależna Spółki – Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o. prowadzi spór, przedmiotem którego jest zobowiązanie drugiej strony umowy przedwstępnej sprzedaży nieruchomości do zawarcia umowy przyrzeczonej. Przeciwko tej samej osobie toczy się z powództwa Elektrownia Północ Sp. z o.o. postępowanie o zapłatę kary umownej za naruszenie umowy o wartości sporu wynoszącej 100 tysięcy zł.

Spółka zależna Spółki została pozwana przez swojego kontrahenta o zapłatę kwoty 2,88 mln złotych tytułem zwrotu nienależnego świadczenia. W ocenie spółki zależnej wspomniane roszczenie jest niezasadne. Sprawa w toku.

11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązanymi

Na dzień 31 marca 2016 roku Grupa nie posiadała jednostek stowarzyszonych, w których zaistniały istotne transakcje z podmiotami powiązanymi.

Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2016 roku wystąpiły następujące istotne transakcje z jednostkami powiązanymi:

31.03.2016	Przychody	Koszty	Należności	Zobowiązania
Kulczyk Investments	-	281	-	281
Kulczyk Holding	-	225	-	-
Krucza Inwestycje KREH 1 Sp. z o.o. S.K.	29	614	-	3
Chmielna Inwestycje KREH2 Sp. z o.o. S.K.A.	303	-	-	-
Polenergia Holding Sarl	249	-	174	-
Ciech Sarzyna S.A.	6 424	728	1 722	299
Autstrada Eksploatacja S.A.	212	-	204	-
Razem	7 217	1 848	2 100	583

12. 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 31 marca 2016 roku Grupa nie udzieliła żadnych gwarancji zewnętrznych.

13. 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.

14. 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 regulacji prawnych mających wpływ na działalność emitenta, szczególnie omówionych w punkcie „Otoczenie prawne”,
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych i żółtych certyfikatów,
- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Rajgród, Gawłowice, Skurpie i Mycielin,
- ewentualne wahania cen gazu ziemnego, biomasy i dostępności tych surowców,
- kondycja finansowa klientów Spółki,
- możliwość pozyskania finansowania na projekty,
- poziom kursu EUR.

15. 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 (zabezpieczający ryzyko walutowe oraz ryzyko cen rynkowych). Celem tych transakcji jest zarządzanie ryzykiem walutowym i ryzykiem cen rynkowych (w szczególności w przypadku obrotu energią elektryczną) powstającym w toku działalności Grupy oraz wynikających z używanych przez nią źródeł finansowania.

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.

15.1 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 stosuje zabezpieczenie płatności odsetkowych z tytułu kredytu 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). Nie przedstawiono wpływu na kapitał własny Grupy.

okres zakończony dnia 31 marca 2016	Zwiększenie/zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy w tysiącach złotych
WBOR 1M	1%	(2 263)
EURIBOR 1M	1%	(86)
WBOR 1M	-1%	2 263
EURIBOR 1M	-1%	86

okres zakończony dnia 31 marca 2015	Zwiększenie/zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy w tysiącach złotych
WBOR 1M	1%	(1 528)
EURIBOR 1M	1%	(97)
WBOR 1M	-1%	1 528
EURIBOR 1M	-1%	97

15.2 Ryzyko walutowe

Ryzyko walutowe w Grupie sprowadza się do ryzyka związanego z wahaniami kursu euro w odniesieniu do otwartej pasywnej pozycji walutowej w ramach: lokat bankowych, zobowiązań inwestycyjnych oraz zaciągniętych kredytów inwestycyjnych. Pozycja ta na dzień 31 grudnia 2015 roku wynosi 8,1 tysięcy EUR. Pozycja ta nie jest zabezpieczana w celu wyeliminowania wahań kursu walutowego.

Z wyłączeniem powyższej niezabezpieczonej pozycji walutowej Grupa stara się negocjować warunki zabezpieczających instrumentów pochodnych w taki sposób, by odpowiadały one warunkom zabezpieczanej pozycji i zapewniały dzięki temu maksymalną skuteczność zabezpieczenia.

Poniższa tabela przedstawia wrażliwość wyniku finansowego brutto (w związku ze zmianą wartości godziwej aktywów i zobowiązań pieniężnych) na racjonalnie możliwe wahania kursu euro przy założeniu niezmienności innych czynników.

	Wzrost/ spadek kursu waluty	Wpływ na wynik finansowy
31 marzec 2016 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(81)
	- 0,01 PLN/EUR	81
31 marzec 2015 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(95)
	- 0,01 PLN/EUR	95

W okresie zakończonym 31 marca 2016 roku, Grupa zrealizowała 305 tysięcy zł kosztów finansowych z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych.

W okresie 31 marca 2016 – 30 czerwca 2016 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 2016 roku zależy będzie głównie od relacji kursu z dnia 30 czerwca 2016 roku do kursu z dnia 31 marca 2016 roku, przy czym odpowiednio aprecjacja/depresiasi złotego w stosunku do EUR będzie mieć dodatni/ujemny wpływ na zysk netto w wysokości około 81 tysięcy PLN na każdy grosz różnicy w stosunku do kursu z dnia 31 marca 2016 roku (4,2684 PLN/EUR).

15.3 Ryzyko kredytowe

Grupa zawiera transakcje wyłącznie z renomowanymi firmami o dobrej zdolności kredytowej. Wszyscy klienci, którzy pragną korzystać z kredytów kupieckich, poddawani są procedurom wstępnej weryfikacji. Ponadto, dzięki bieżącemu monitorowaniu stanów należności, narażenie Grupy na ryzyko nieściągalnych należności jest nieznaczne.

W odniesieniu do innych aktywów finansowych Grupy, takich jak środki pieniężne i ich ekwiwalenty, aktywa finansowe dostępne do sprzedaży oraz niektóre instrumenty pochodne, ryzyko kredytowe Grupy powstaje w wyniku niemożności dokonania zapłaty przez drugą stronę umowy, a maksymalna ekspozycja na to ryzyko równa jest wartości bilansowej tych instrumentów.

W Grupie nie występują istotne koncentracje ryzyka kredytowego.

Środki pieniężne zgromadzone na rachunkach bankowych są ulokowane w bankach o dobrej zdolności kredytowej. W Grupie nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego, ponieważ korzysta ona z kilku renomowanych na rynku banków.

Należności handlowe pochodzą głównie od klientów o dobrym ratingu kredytowym, z którymi Grupa kontynuuje współpracę

15.4 Ryzyko związane z płynnością

Tabela poniżej przedstawia zobowiązania finansowe Grupy na 31 marca 2016 roku i 31 grudnia 2015 roku wg daty zapadalności na podstawie umownych niezdyktowanych płatności

31.03.2016	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	34 053	114 354	533 222	773 974	1 455 603
Pozostałe zobowiązania	160 075	498	43 135	-	203 708
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	124 193	-	4	-	124 197

31.12.2015	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	65 421	100 668	541 029	768 931	1 476 049
Pozostałe zobowiązania	161 393	4 908	39 313	-	205 614
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	178 344	-	3	-	178 347

16. 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 31 marca 2016 roku i w roku zakończonym 31 grudnia 2015 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, środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych.

	31.03.2016	31.12.2015
Oprocentowane kredyty i pożyczki	1 137 068	1 147 887
Minus środki pieniężne i ich ekwiwalenty	(342 597)	(362 096)
Zadłużenie netto	794 471	785 791
Kapitał własny	1 411 016	1 397 251
Kapitał razem	1 411 016	1 397 251
Kapitał i zadłużenie netto	2 205 487	2 183 042
Wskaźnik dźwigni	36%	36%

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

Do dnia sporządzenia niniejszego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, to znaczy do dnia 11 maja 2016 roku, nie wystąpiły zdarzenia, które nie zostały ujęte w księgach rachunkowych okresu sprawozdawczego.

C. 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 [mln PLN]	Okres od 1 stycznia do 31 marca		Zmiana
	2016	2015	
Przychody ze sprzedaży na działalności kontynuowanej	722,5	677,8	44,7
EBITDA na działalności kontynuowanej	87,8	64,7	23,1
Skorygowana EBITDA nie uwzględniająca efektu rozliczenia ceny nabycia	87,1	65,4	21,7
Zysk/Strata Netto	36,4	26,6	9,8
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia	37,9	29,2	8,8
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	38,6	28,6	10,0

Na wynik za pierwszy kwartał 2016 roku w porównaniu do wyniku za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wynik lepszy o 23,1 mln PLN):

- Istotnie wyższy wynik segmentu energetyki konwencjonalnej (o 10,8 mln PLN), wynikający z aktualizacji (w pierwszym kwartale) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020.
Zgodnie z Polityką Rachunkowości ENS, zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015), roku zostały ujęte w bieżącym okresie, stąd relatywnie wysoki wynik operacyjny w pierwszym kwartale 2016.
- Wyższy wynik segmentu energetyki odnawialnej (o 3,4 mln PLN) spowodowany przede wszystkim ujęciem wyników farm wiatrowych Mycielin oraz Skurpie częściowo skompensowany gorszymi wynikami na pozostałych projektach wynikającymi z gorszych warunków wietrznych oraz niższych cen zielonych certyfikatów (przede wszystkim projekty Amon/Talia które w pierwszym kwartale 2015 operowały według korzystnych kontraktów zawartych z PKH).
- Wyższy wynik segmentu obrotu (o 5,2 mln PLN);
- Wyższy wynik segmentu dystrybucji (o 3,2 mln PLN) wynikający z lepszych wyników operacyjnych projektów oraz rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem;
- Nieznacznie gorszy wynik segmentu biomasy (o 0,1 mln PLN);
- Niższe koszty segmentu developmentu (o 0,2 mln PLN) będące efektem zaostrożonej dyscypliny kosztowej;
- Niższe (o 0,4 mln PLN) koszty niealokowane zarządzania Grupą.

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wynik lepszy o 21,7 mln PLN):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik lepszy o 23,1 mln PLN);
- Brak kosztów pozyskania finansowania, które wystąpiły w 2015 roku (minus 0,1 mln PLN r/r);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (różnica minus 1,3 r/r).

c) Na poziomie zysku netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta (wynik lepszy o 10,0 mln PLN):

- Wpływ EBITDA z wyłączeniem efektu rozliczenia ceny nabycia oraz kosztów pozyskania finansowania (wynik lepszy o 21,7 mln PLN);
- Wyższa amortyzacja z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (o 6 mln PLN) wynikająca przede wszystkim z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
- Niższe przychody z tytułu odsetek (o 1,1 mln PLN) wynikające z niższego średniookresowego salda środków pieniężnych oraz niższych stóp procentowych;
- Wyższe koszty z tytułu odsetek i prowizji (o 2,8 mln PLN) wynikające z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
- Wyższy podatek dochodowy (o 1,8 mln PLN) wynikający z wyższego wyniku brutto.

d) Na poziomie Zysku Netto (wynik lepszy o 9,8 mln PLN):

- Wpływ Skorygowanego Zysku Netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta (wynik lepszy o 10,0 mln PLN);
- Negatywny wpływ z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych (o 1,7 mln PLN);
- Pozytywny wpływ wyceny kredytów (o 0,1 mln PLN);
- Koszty związane z rozliczeniem ceny nabycia (wpływ pozytywny 1,3 mln PLN);
- Dodatni wpływ podatku dochodowego od ww. zdarzeń (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

Działalność operacyjna obiektu w pierwszym kwartale 2016 roku przebiegała zgodnie z planem. Wyższy wynik operacyjny w stosunku do roku 2015 wynika z aktualizacji (w pierwszym kwartale) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020.

Zgodnie z Polityką Rachunkowości ENS, zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015) zostały ujęte w bieżącym okresie, stąd relatywnie wysoki wynik operacyjny w pierwszym kwartale 2016.

EL Mercury

Wynik operacyjny w zakończonym kwartale był niższy od ubiegłorocznego ze względu na niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej spowodowany mniejszą podażą gazu koksującego dostarczanego przez WZK Victoria.

EC Zakrzów

Wynik operacyjny w pierwszym kwartale był nieco wyższy w porównaniu do ubiegłorocznego, ze względu na niższe ceny gazu.

ENERGETYKA WIATROWA

Łączne wyniki segmentu wiatr były wyższe niż ubiegłoroczne (wzrost EBITDA o 3,4 mln PLN) co było przede wszystkim związane z ujęciem wyników farm Skurpie oraz Mycielin (nie operowały w pierwszym kwartale 2015 roku). W pozostałych projektach zanotowano gorsze wyniki operacyjne ze względu na gorsze warunki wietrzne oraz niższe ceny zielonych certyfikatów. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych farm:

Farma Wiatrowa Puck

W okresie pierwszego kwartału 2016 produkcja energii elektrycznej była niższa niż w roku ubiegłym, co przełożyło się na gorszy wynik operacyjny.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

W okresie pierwszego kwartału 2016, produkcja energii elektrycznej w obu farmach była nieznacznie niższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Ponadto, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego w projektach Amon i Talia osiągnięto niższe wyniki ze względu na brak realizacji umów ich zakupu przez Polską Kompanię Handlową (w pierwszym kwartale 2015 roku umowy były realizowane, a sprzedaż odbywała się według cen kontraktowych-wyższych od obecnych cen rynkowych).

Farmy Wiatrowe Gawłowice i Rajgród

Wyniki operacyjne farm wiatrowych Gawłowice i Rajgród były niższe niż osiągnięte w 2015 roku ze względu na nieco niższy wolumen generacji oraz niższy poziom cen rynkowych zielonych certyfikatów.

Farma Wiatrowa Skurpie

Miniony kwartał był pierwszym pełnym okresem funkcjonowania farmy wiatrowej Skurpie (po rozbudowie) o mocy 43,7 MW.

Farma Wiatrowa Mycielin

Farma wiatrowa Mycielin o mocy 48 MW uzyskała pozwolenie na użytkowanie w lutym 2016 roku (produkcja ze wszystkich turbin została rozpoczęta w 4 kwartale 2015 roku).

DYSTRYBUCJA

W pierwszym kwartale 2016 roku działalność operacyjna Polenergia Dystrybucja oraz Polenergia Kogeneracja przebiegała zgodnie z planem. Na poziomie działalności operacyjnej wyniki spółek były nieco wyższe niż w roku ubiegłym. Istotnie wyższy wynik jest pochodną rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem.

OBRÓT I SPRZEDAŻ ENERGII

Działalność operacyjna segmentu przebiegała bez zakłóceń. Wyniki segmentu osiągnięte w pierwszym kwartale 2016 są istotnie lepsze od ubiegłorocznych, co było przede wszystkim spowodowane wysoką dochodowością kontraktów na dostawy gazu, a także poprawą rentowności portfela certyfikatów.

BIOMASA ENERGETYCZNA

Łączne wyniki segmentu były zbliżone do osiągniętych w pierwszym kwartale 2015 roku. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych zakładów:

Biomasa Energetyczna Północ

W pierwszym kwartale wolumen sprzedaży produkcji własnej pelletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. W wyniku spadku wolumenu oraz średnich cen sprzedaży, rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej. W porównaniu do ubiegłego roku zakład odnotowuje niższe koszty jednostkowe surowca, energii oraz transportu i serwisu technicznego.

Biomasa Energetyczna Południe

W pierwszym kwartale wolumen sprzedaży produkcji własnej pelletu był na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego. Pomimo spadku średnich cen sprzedaży, rentowność operacyjna zakładu była wyższa od ubiegłorocznej dzięki niższym kosztom jednostkowym surowca, energii oraz serwisu technicznego.

Biomasa Energetyczna Wschód

W pierwszym kwartale wolumen sprzedaży produkcji własnej pelletu był na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego. Pomimo spadku średnich cen sprzedaży, rentowność operacyjna zakładu była wyższa od ubiegłorocznej dzięki niższym kosztom jednostkowym surowca, energii oraz serwisu technicznego.

DZIAŁALNOŚĆ DEWELOPERSKA I WDROŻENIOWA

Farmy wiatrowe on-shore

W minionym kwartale Spółka, tak jak w okresach poprzednich, kontynuowała swoje wysiłki w obszarze rozbudowy portfela farm wiatrowych.

Portfolio projektów w fazie dewelopmentu wynosi około 690 MW. W chwili obecnej projekty o łącznej mocy 237,3 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową, warunki przyłączenia i pozwolenia na budowę, projekty o łącznej mocy 182 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową oraz warunki przyłączenia, projekt o łącznej mocy 69 MW - miejscowy plan zabudowy i warunki przyłączenia, projekt o mocy 9 MW - warunki przyłączenia i decyzję środowiskową, projekt o mocy 18 MW - warunki przyłączenia.

Dewelopment morskich farm wiatrowych

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

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

Budowa gazociągu Bernau - Szczecin

Grupa rozważa budowę gazociągu Bernau - Szczecin łączącego systemy gazociągów Polski i Niemiec. Dzięki planowanej przepustowości 3-5 mld m³ gazu rocznie będzie on stanowił realny element dywersyfikacji dostaw gazu do Polski pozwalając na import gazu z Niemiec jak również eksport gazu sprowadzonego do Polski za pośrednictwem budowanego obecnie gazoportu LNG w Świnoujściu. Szacunkowy termin rozpoczęcia działalności operacyjnej tej inwestycji to 2020 rok.

Rozwój projektu Elektrowni Północ

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

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

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

Zarząd podtrzymuje swoją prognozę wyników na rok 2016 ogłoszoną w komunikacie bieżącym w dniu 17 lutego 2016 roku i informuje, że następujący procent prognozy został wykonany w okresie 3 miesięcy zakończonych 31 marca 2016 roku:

Pozycja [mln PLN]	Prognoza 2016 (cały rok)	Wykonanie 1Q 2016	% wykonania po 1Q
Skorygowana EBITDA	233,3	87,1	37 %
Skorygowany Zysk Netto	52,1	38,6	74 %

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 punktach A.1 oraz C.1-2 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

Nr	Akcjonariusz	Liczba akcji	Liczba głosów	Udział
1	Kulczyk Investment S.A.*	22 811 757	22 811 757	50,20%
2	China - Central and Eastern Europe Investment Co-operation Fund SCS SICAV-SIF**	7 266 122	7 266 122	15,99%
3	ING OFE	2 576 969	2 576 969	5,67%
4	Generali OFE	2 943 731	2 943 731	6,48%
5	Aviva OFE	3 060 872	3 060 872	6,74%
6	Pozostali	6 784 096	6 784 096	14,93%
	Razem	45 443 547	45 443 547	100%

*poprzez podmiot zależny Mansa Investments Sp. z o.o.

** 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 I kwartale zakończonym 31 marca 2016 roku nie nastąpiło połączenie jednostek gospodarczych, przejęcie lub sprzedaż jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podział, restrukturyzacja i zaniechanie działalności.

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 31 marca 2016 roku:

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

W dniu 27 kwietnia 2016 roku, Pan Zbigniew Prokopowicz, Pani Anna Kwarcieńska oraz Pan Michał Kozłowski złożyli rezygnacje z Zarządu Spółki.

W dniu 28 kwietnia 2016 roku Rada Nadzorcza Spółki powołała Pana Bartłomieja Dujczyńskiego na członka Zarządu Spółki, natomiast Panu Jackowi Głowackiemu powierzyła kierowanie pracami Zarządu.

Skład osobowy Rady Nadzorczej jednostki dominującej na dzień 31 marca 2016 roku:

Tomasz Mikołajczak	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Łukasz Rędziński	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Dominik Libicki	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Nowak	Członek Rady Nadzorczej
Arkadiusz Jastrzębski	Członek Rady Nadzorczej
Brian Bode	Członek Rady Nadzorczej
Dagmara Gorzelana-Królikowska	Członek Rady Nadzorczej
Dawid Jakubowicz	Członek Rady Nadzorczej
Orest Nazaruk	Członek Rady Nadzorczej

9. Otoczenie prawne

9.1 Wprowadzenie

Działalność spółek z Grupy podlega licznym regulacjom krajowym oraz unijnym. W zakresie krajowych regulacji, są to w szczególności następujące akty prawne:

- Prawo Energetyczne oraz akty wykonawcze do tej ustawy;
- Ustawa KDT;
- Prawo Geologiczne i Górnicze;
- Ustawa o Obszarach Morskich Rzeczypospolitej Polskiej i Administracji Morskiej;
- Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych;
- Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji;
- Prawo Ochrony Środowiska;
- Ustawa OOŚ;
- Ustawa o Zapobieganiu Szkodom w Środowisku;
- Ustawa o Ochronie Przyrody.

W zakresie zaś regulacji unijnych są to m.in.:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola);
- Dyrektywa 2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych;
- Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.

Kluczowe regulacje mające wpływ na funkcjonowanie Grupy zostały przedstawione i pokrótce omówione w tym rozdziale.

9.2 Podstawowe regulacje dotyczące sektora energetycznego

Podstawowym aktem prawnym regulującym funkcjonowanie sektora energetycznego w Polsce jest Prawo Energetyczne oraz akty wykonawcze do tej ustawy. Prawo Energetyczne określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Celem Prawa Energetycznego jest tworzenie

warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Prawo Energetyczne określa również zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, która jest opracowywana co cztery lata i zatwierdzana przez Radę Ministrów. W dniu 10 listopada 2009 roku Rada Ministrów zatwierdziła dokument Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku, w którym określono podstawowe kierunki polityki energetycznej i narzędzia jej realizacji.

Sektor elektroenergetyczny podlega również regulacjom Prawa Europejskiego, w szczególności dyrektywy 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 roku dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. UE L 211/55 z dnia 14 sierpnia 2009 roku), jak również w rozporządzeniach przyjętych w ramach tzw. trzeciego pakietu energetycznego.

9.2.1 Regulator polskiego sektora energetycznego

Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes URE, który jest centralnym organem administracji rządowej. Prezesa URE powołuje Prezes Rady Ministrów, spośród osób wyłonionych w drodze otwartego i konkurencyjnego naboru, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Prezes Rady Ministrów również odwołuje Prezesa URE.

Do zakresu działania Prezesa URE należy w szczególności:

- udzielanie i cofanie koncesji,
- zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła,
- kontrolowanie wykonania obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia, bądź uiszczenia opłaty zastępczej (tj. kontrola funkcjonowania mechanizmu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii),
- zatwierdzanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci,
- rozstrzyganie niektórych sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy tymi przedsiębiorstwami a odbiorcami (m.in. sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci),
- nakładanie kar pieniężnych na przedsiębiorstwa energetyczne na zasadach określonych w ustawie,
- wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji.

W przypadku niewypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków wskazanych w Prawie Energetycznym, Prezes URE może nałożyć na przedsiębiorstwo karę pieniężną, której wysokość nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Prezes URE może również nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, z tym że kara ta może być wymierzona w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązki.

9.2.2 Koncesje

Zgodnie z Prawem Energetycznym koncesjonowaniu podlega, poza pewnymi wyjątkami określonymi w ustawie, wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie m.in.:

- wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
- obrotu energią elektryczną lub ciepłą.

Koncesji udziela Prezes URE na wniosek podmiotu, który spełnia określone w ustawie warunki i jednocześnie nie zachodzą określone w ustawie przesłanki uniemożliwiające wydanie koncesji.

Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż lat 50, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o uzyskanie koncesji na czas krótszy. Przedsiębiorstwo energetyczne może złożyć wniosek o przedłużenie ważności koncesji, nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem. W przypadkach przewidzianych w Prawie Energetycznym Prezes URE może cofnąć koncesję lub zmienić jej zakres, a w niektórych przypadkach jest zobligowany cofnąć lub zmienić zakres koncesji.

Przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja, wnoszą coroczne opłaty do budżetu państwa, obciążające koszty ich działalności. Stosowne rozporządzenie Rady Ministrów określa wysokość i sposób pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja. Wysokość corocznej opłaty oblicza się w odniesieniu do przychodów przedsiębiorstwa energetycznego uzyskanych z działalności objętej koncesją. Opłata dla każdego rodzaju koncesjonowanej działalności nie może być mniejsza niż 200 PLN i większa niż 1.000 tys. PLN. W przypadku prowadzenia więcej niż jednej działalności podlegającej koncesjonowaniu opłatę stanowi suma opłat dla poszczególnych rodzajów działalności.

9.2.3 Taryfy

Ceny i stawki opłat za dostarczane do odbiorcy energię elektryczną, ciepło lub paliwo gazowe określone są przez przedsiębiorstwa energetyczne w taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE albo ustalane na rynku konkurencyjnym (w przypadku przedsiębiorstw zwolnionych z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE).

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE oraz proponują okres ich obowiązywania. Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla energii elektrycznej, ciepła lub paliw gazowych, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, na warunkach wskazanych w Prawie Energetycznym i stosownych aktach wykonawczych. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych (w zakresie objętym taryfą np. w zakresie wytwarzania ciepła) wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, a także pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Szczegółowe zasady kalkulacji taryf są określone w Prawie Energetycznym i stosownych aktach wykonawczych. Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami określonymi w Prawie Energetycznym i przepisami aktów wykonawczych do ustawy.

Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Takie zwolnienie może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym.

Prezes URE korzystał wielokrotnie z powyższego uprawnienia i stopniowo zwalniał przedsiębiorstwa z sektora elektroenergetycznego z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia. W efekcie w sektorze energii elektrycznej obowiązkiem przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia objęte są jedynie taryfy przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej oraz taryfy dotyczące obrotu energią elektryczną w zakresie dotyczącym sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców nieprowadzących działalności gospodarczej, głównie odbiorców w gospodarstwach domowych (tzw. grupa taryfowa G).

Jedna ze spółek z Grupy, w zakresie wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz sprzedaży energii elektrycznej do gospodarstw domowych (Polenergia Dystrybucja), jest obowiązana przedkładać Prezesowi URE taryfy dotyczące energii elektrycznej do zatwierdzenia.

W sektorze ciepłowniczym Prezes URE nie dokonał zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia i taryfy dotyczące wszystkich rodzajów działalności ciepłowniczej podlegają obowiązkowi przedłożenia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia. Powyższy obowiązek obciąża wytwórców ciepła wchodzących w skład Grupy.

W sektorze gazowym, Prezes URE uznał, że obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia nie ma zastosowania w zakresie obrotu paliwami gazowymi na giełdzie towarowej (lub rynku regulowanym).

Z kolei w zakresie obrotu paliwami gazowymi pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu oraz obrotu gazem ziemnym w postaci skroplonej (LNG), Prezes URE wskazał, że udzieli stosownego zwolnienia w przypadku wystąpienia ze stosownym wnioskiem przez przedsiębiorstwo energetyczne, którego takie zwolnienie ma dotyczyć. W konsekwencji, obowiązek przedkładania tariff do zatwierdzenia obciąża jedną ze spółek z Grupy (Polenergia Kogeneracja), która wykonuje działalność gospodarczą w zakresie obrotu i dystrybucji paliw gazowych.

Istnieje wątpliwość, czy zwolnienie z obowiązku przedkładania tariff do zatwierdzenia oznacza również zwolnienie z obowiązku kształtowania tariff zgodnie z regulacjami określonymi w Prawie Energetycznym oraz stosownych aktach wykonawczych do ustawy. Z brzmienia odpowiednich przepisów Prawa Energetycznego wynika, że uprawnienie Prezesa URE odnosi się do zwolnienia z obowiązku przedkładania tariff do zatwierdzenia, a nie do zwolnienia z obowiązku stosowania tariff. W praktyce funkcjonuje jednak inna interpretacja tych przepisów, zgodnie z którą zwolnienie z obowiązku przedkładania tariff energii elektrycznej do zatwierdzenia oznacza zwolnienie z obowiązku stosowania tariff w ogóle. W efekcie, część uczestników rynku (w tym również spółki z Grupy), w zakresie swojej działalności, odnośnie której Prezes URE dokonał zwolnienia z obowiązku przedkładania tariff do zatwierdzenia, zaczęła stosować ceny i stawki opłat ustalone na rynku konkurencyjnym, które mogą nie spełniać wszystkich wymogów zawartych w Prawie Energetycznym i stosownym akcie wykonawczym do ustawy odnoszącym się do kształtowania i kalkulacji tariff.

9.2.4 Prawo swobodnego wyboru sprzedawcy i dostępu do sieci (zasada TPA)

Prawo Energetyczne, implementując w tym zakresie regulacje Prawa Europejskiego, ustanawia prawo swobodnego wyboru sprzedawcy i prawo dostępu do sieci.

Zgodnie z prawem swobodnego wyboru sprzedawcy, odbiorca energii ma prawo zakupu energii od wybranego przez siebie sprzedawcy (wytwórcy, przedsiębiorstwa obrotu). Natomiast zgodnie z prawem dostępu do sieci, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie. Świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.

9.2.5 Przyłączenie do sieci

Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Na wniosek (spełniający warunki określone w Prawie Energetycznym oraz aktach wykonawczych do ustawy) zainteresowanego przyłączeniem podmiotu, gdy istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru przedsiębiorstwo energetyczne wydaje warunki przyłączenia, które są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych szczegółowo w aktach wykonawczych do Prawa Energetycznego oraz gminnych założeniach do planów, bądź planach zaopatrzenia w energię elektryczną lub ciepłą.

W sprawach spornych dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci rozstrzyga Prezes URE na wniosek strony.

Za przyłączenie do sieci pobiera się opłatę ustaloną na podstawie zasad określonych w Prawie Energetycznym. Za przyłączenie do sieci źródeł wytwórczych pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MWe oraz jednostek kogeneracji o mocy

elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MWe, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.

W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci.

Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 PLN za każdy kilowat wnioskowanej mocy przyłączeniowej, z zastrzeżeniem że wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż trzy miliony PLN.

9.2.6 Sprzedawca z urzędu

Zgodnie z Prawem Energetycznym sprzedawcą z urzędu (w sektorze elektroenergetycznym) jest przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe na rzecz odbiorców energii elektrycznej lub paliw gazowych w gospodarstwach domowych, niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Z kolei usługą kompleksową to usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii.

Sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w przepisach wykonawczych do Prawa Energetycznego, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania sprzedawcy z urzędu, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na jej wytwarzanie (lub zostało wpisane do stosownego rejestru w przypadku działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej z biogazu rolniczego). Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym ogłoszonej przez Prezesa URE. Cena ogłoszona przez Prezesa URE w 2014 roku wynosi 181,55 PLN/MWh.

Tryb wyłaniania sprzedawców z urzędu (bądź ich wyznaczania w sytuacji, gdy postępowanie przetargowe nie zakończy się wyłonieniem sprzedawcy) określa szczegółowo Prawo Energetyczne, akt wykonawczy do tej ustawy oraz odpowiednie przepisy przejściowe.

9.2.7 Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców

Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

Ponadto, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną nieobjętą obowiązkiem sprzedaży na giełdach towarowych w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Powyższy obowiązek nie dotyczy energii elektrycznej:

- dostarczanej od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej,
- wytworzonej w odnawialnym źródle energii,
- wytworzonej w kogeneracji ze średnioroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, wyższą niż 52,5%,
- zużywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem na potrzeby własne,

- niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w Prawie Energetycznym,
- wytworzonej w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MWe.

Prezes URE może również zwolnić to przedsiębiorstwo z powyższego obowiązku, w części dotyczącej produkcji energii elektrycznej sprzedawanej na potrzeby wykonywania długoterminowych zobowiązań wynikających z umów zawartych z instytucjami finansowymi w celu realizacji inwestycji związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej lub wytwarzanej na potrzeby operatora systemu przesyłowego wykorzystywanej na potrzeby prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, jeżeli nie spowoduje to istotnego zakłócenia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub zakłócenia na rynku bilansującym.

Spółki z Grupy nie podlegają obowiązkowi publicznej sprzedaży energii elektrycznej, ze względu na fakt wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii lub ze względu na niską moc zainstalowaną. Również Elektrociepłownia Nowa Sarzyna nie podlega obowiązkowi publicznej sprzedaży energii elektrycznej ze względu na fakt, że jednostki wytwórcze ENS (łącznie 3) nie przekraczają, każda z osobna, mocy 50 MWe. Prawidłowość powyższego wyłączenia została potwierdzona decyzją Prezesa URE.

9.2.8 Zapasy paliw

Zgodnie z Prawem Energetycznym, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Wymiar powyższego obowiązku utrzymywania zapasów paliw został precyzyjnie określony, w zakresie węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego, w stosownym rozporządzeniu wydanym przez Ministra właściwego do spraw gospodarki.

Prawo energetyczne określa sytuacje, w których zapasy mogą zostać obniżone, a także reguluje kwestie ich stosownego uzupełnienia. Przestrzeganie obowiązku w zakresie utrzymywania zapasów paliw może być przedmiotem kontroli Prezesa URE. W przypadku stwierdzenia niewywiązywania się z tego obowiązku przez przedsiębiorstwo energetyczne, Prezes URE może m.in. nałożyć na przedsiębiorstwo karę pieniężną, której wysokość nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

9.2.9 Przepisy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych oraz kogeneracji

Energia ze źródeł odnawialnych

Zgodnie z Prawem Energetycznym sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w stosownym rozporządzeniu, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy, oferowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało koncesję na jej wytwarzanie (lub zostało wpisane do stosownego rejestru w przypadku działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu rolniczego lub wytwarzaniu energii elektrycznej z biogazu rolniczego). Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, corocznie ogłaszanej przez Prezesa URE. Cena ogłoszona przez Prezesa URE w 2014 roku wynosi 181,55 PLN/MWh.

Określone w Prawie Energetycznym przedsiębiorstwa energetyczne (głównie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Polski) są również zobowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie Prawa Energetycznego, do uzyskania świadectw pochodzenia, bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne opłat zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż wartości określone w stosownym rozporządzeniu wydawanym przez Ministra właściwego do spraw gospodarki.

Świadectwo pochodzenia wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się odnawialne źródło energii określone we wniosku.

Z chwilą zapisania świadectwa po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw pochodzenia powstają prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia i przysługują osobie będącej posiadaczem tego konta. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy, o którym mowa w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Alternatywnym do umorzenia świadectw pochodzenia sposobem wypełnienia obowiązku określonego w Prawie Energetycznym jest uiszczenie stosownej opłaty zastępczej. Jednostkowa opłata zastępcza (dla 1 MWh) jest corocznie waloryzowana wskaźnikiem inflacji i publikowana przez Prezesa URE. Opublikowana w 2014 roku przez Prezesa URE jednostkowa opłata zastępcza wynosi 300,03 PLN/MWh.

Z kolei opłata zastępcza jest obliczana jako iloczyn jednostkowej opłaty zastępczej wynoszącej w 2014 roku 300,03 PLN/MWh oraz różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw.

W przypadku nieprzestrzegania przez sprzedawcę z urzędu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii sprzedawca z urzędu podlega karze nie niższej niż iloczyn średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, wyrażonej w złotych za 1 MWh oraz różnicy pomiędzy ilością oferowanej do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, wyrażoną w MWh, a ilością zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w danym roku, wyrażoną w MWh.

W przypadku nieprzestrzegania obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przedsiębiorstwo zobowiązane jest do uiszczenia opłaty zastępczej. W przypadku niewypełnienia obowiązku oraz nieuiszczenia opłaty zastępczej przedsiębiorstwo podlega karze nie niższej niż iloczyn liczby 1,3 oraz różnicy pomiędzy należną a uiszczoną opłatą zastępczą.

Ponadto, zgodnie z założeniami tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym Unii Europejskiej miałby zostać zwiększony do 20% do roku 2020. W Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania i stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. UE L. z 2009 roku, Nr 140, str. 16) każdemu z Państw Członkowskich wyznaczono inny wskaźnik. W przypadku Polski udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w 2020 roku ma wynieść 15%.

W dniu 20 lutego 2015 r. została przyjęta przez Sejm Ustawa OZE, która weszła w życie 4 maja 2015 roku, z tym, że wejście w życie zasadniczej części tej ustawy dotyczącej nowego systemu wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych wejdzie w życie 1 lipca 2016 roku.

Ustawa OZE przewiduje utrzymanie obecnego systemu wsparcia dla źródeł OZE w postaci zielonych certyfikatów dla instalacji, które zostaną oddane do użytku przed wejściem w życie rozdziału 4. Ustawy OZE, tj. 1 stycznia 2016 roku. Jednocześnie w celu utrzymania cen certyfikatów na wysokim poziomie, mechanizmy zawarte w Ustawie OZE winny 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 jedynym dostępnym systemem wsparcia dla instalacji uruchomionych po 1 stycznia 2016 roku. 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.

Zgodnie z Ustawą OZE system zielonych certyfikatów jest dostępny dla wszystkich projektów wiatrowych oddanych przed wejściem w życie przed 1 lipca 2016 r. Prawa zielonych certyfikatów istnieje w okresie 15 lat od daty rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, dla której można było

uzyskać zielone certyfikaty (kontynuacja systemu zielonych certyfikatów). Wszystkie projekty w ramach dotychczasowego systemu certyfikatów będą miały możliwość zmiany na system aukcji.

Nowy system wsparcia – system aukcyjny polegać będzie na możliwości uzyskania prawa do otrzymania wyrównania pomiędzy ceną określoną w aukcji a ceną rynkową w okresie 15 lat od daty rozpoczęcia operacji. Cena uzyskana w aukcji będzie indeksowana.

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.

Wskazać należy, że zgodnie z zapowiedziami Ministerstwa Energii planowana jest nowelizacja ustawy OZE. W chwili obecnej nie jest jeszcze znany oficjalny projekt nowelizacji. Nie można jednak wykluczyć, że ewentualna nowelizacja w sposób znaczący wpłynie na treść opisanych powyżej regulacji.

Energia z wysokosprawnej kogeneracji

Prawo Energetyczne przewiduje również analogiczny do systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii system wsparcia dla jednostek wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji. System ten jest również oparty na formule świadectw pochodzenia:

- „żółtych” dla jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MWe,
- „fioletowych” dla jednostek kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,
- „czerwonych”, które są wydawane dla innych jednostek niż powyższe (głównie jednostki opalane węglem i biomasą).

System wsparcia w formule tzw. czerwonych i żółtych certyfikatów obowiązuje do 30 czerwca 2019 r.

Podobnie jak w przypadku tzw. zielonych certyfikatów, określone w Prawie Energetycznym przedsiębiorstwa energetyczne (głównie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski) są zobowiązane, w zakresie określonym w stosownych przepisach, do uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne opłat zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż wartości określone w stosownej ustawie (zmieniającej Prawo Energetyczne).

Prawo Energetyczne reguluje również kwestie obliczania wysokości odpowiedniej opłaty zastępczej (innej dla poszczególnych rodzajów certyfikatów), powstawania praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz kar pieniężnych za niewykonanie obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

9.2.10 Koszty osierocone

Ustawa KDT reguluje zasady pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, wymienionych w załączniku nr 1 do ustawy, w tym zasady:

- przedterminowego rozwiązywania umów długoterminowych,
- finansowania kosztów powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych (dalej „koszty osierocone”),
- wypłacania środków na pokrycie kosztów osieroconych,

- obliczania, korygowania i rozliczania kosztów osieroconych,
- funkcjonowania „Zarządcy Rozliczeń Spółka Akcyjna”, który administruje systemem rozliczeń kosztów osieroconych.

Na podstawie Ustawy KDT wytwórcy będący stronami KDT, zabezpieczających określony strumień przychodów w okresie obowiązywania KDT, mogli dobrowolnie rozwiązać powyższe umowy w zamian za objęcie tych wytwórców systemem wypłaty rekompensat z tytułu powstałych kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT. Zgodnie z Ustawą KDT „koszty osierocone” to wydatki wytwórcy niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej, wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 r. na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej.

W Grupie znajduje się podmiot - Elektrociepłownia Nowa Sarzyna - który jest wytwórcą energii elektrycznej otrzymującym środki na pokrycie kosztów osieroconych i który będzie uczestniczył w tym systemie do 2020 r.

Ustawa KDT określa maksymalne poziomy kosztów osieroconych dla poszczególnych wytwórców (777.535 tys. PLN dla Elektrociepłowni Nowa Sarzyna), a także maksymalną wysokość kosztów poniesionych przez wytwórców wykorzystujących gaz ziemny do wytwarzania energii elektrycznej z tytułu zużycia odebranego gazu ziemnego i nieodebranego gazu ziemnego (340.655 tys. PLN dla Elektrociepłowni Nowa Sarzyna).

9.3 Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej

Zgodnie z ogólną zasadą zawartą w przepisach Kodeksu Cywilnego urządzenia trwale związane z gruntem stanowią część składową gruntu i tym samym stanowią własność właściciela gruntu. Wyjątkiem od tej reguły jest art. 49 KC, zgodnie z którym (w brzmieniu przed rokiem 2008) urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania wody, pary, gazu, prądu elektrycznego oraz inne urządzenia podobne nie należą do części składowych nieruchomości, jeżeli wchodzą w skład przedsiębiorstwa. Niejednolita interpretacja przepisu skutkowałą zajmowaniem przez przedsiębiorców gruntów bez należytego tytułu, co w konsekwencji prowadziło do sporów odnośnie własności posadowionych na takim gruncie urządzeń przesyłowych. Zgodnie z nowelizacją przepisów Kodeksu Cywilnego z 2008 r., zmieniono nieznacznie powyższe uregulowanie, i jednocześnie dodano ustęp zgodnie z którym osoba, która poniosła koszty budowy urządzeń przesyłowych, i jest ich właścicielem, może żądać, aby przedsiębiorca, który przyłączył urządzenia do swojej sieci, nabył ich własność za odpowiednim wynagrodzeniem, chyba że w umowie strony postanowiły inaczej. Z żądaniem przeniesienia własności tych urządzeń może wystąpić także przedsiębiorca.

Powyższe uregulowanie, pomimo rozszerzenia uprawnień osób zaangażowanych (pośrednio lub bezpośrednio) w proces deweloperski, w dalszym ciągu nastęrcza pewne wątpliwości. Z jednej strony wyłącza generalną zasadę przynależności urządzeń trwale związanych z gruntem do tego gruntu, z drugiej jednak nie może być interpretowane jako decydujące o przejściu własności urządzeń na przedsiębiorcę w momencie przyłączenia urządzeń przesyłowych do przedsiębiorstwa. Kwestia ta nadal musi być uregulowana wprost przez zainteresowane strony.

9.4 Służebność przesyłu

Służebność przesyłu została wprowadzona do Kodeksu Cywilnego w sierpniu 2008 roku, wypełniając tym samym lukę prawną wynikającą z braku uregulowania stosunków prawnych dotyczących urządzeń przesyłowych pomiędzy przedsiębiorcami przesyłowymi a właścicielami nieruchomości, na których znajdują się takie urządzenia. Dzięki możliwości ustanowienia służebności przesyłu zarówno w odniesieniu do urządzeń już posadowionych, jak i w odniesieniu do urządzeń dopiero planowanych, nowelizacja ułatwiła sprawne planowanie przyszłych inwestycji energetycznych.

Zgodnie z prawem służebności przesyłu, nieruchomość można obciążyć na rzecz przedsiębiorcy, który wybudował (lub planuje wybudować) urządzenia przesyłowe – wszelkie konstrukcje i instalacje tworzące linie do doprowadzania i odprowadzania płynów, pary, gazu, energii elektrycznej oraz inne urządzenia o podobnym przeznaczeniu – w ten sposób, że przedsiębiorca korzystać może w oznaczonym zakresie z nieruchomości, zgodnie z przeznaczeniem tych urządzeń.

Podstawą ustanowienia służebności przesyłu jest umowa zawarta w formie aktu notarialnego między przedsiębiorcą a właścicielem gruntu, na którym są lub mają zostać zainstalowane urządzenia przesyłowe. W sytuacji, gdy służebność przesyłu konieczna jest do korzystania z urządzeń przesyłowych, a właściciel nieruchomości odmawia zawarcia odpowiedniej umowy, przedsiębiorca może żądać jej ustanowienia za odpowiednim wynagrodzeniem.

Pewną niedogodnością związaną z ustanawianiem służebności przesyłu jest konieczność uzyskania służebności od wszystkich właścicieli działek, przez które przebiega linia energetyczna, czyli nierzadko znaczącej liczby osób. Aby usprawnić proces uzyskiwania tytułu do nieruchomości, przez które przebiegać ma linia energetyczna, ustawodawca rozważa możliwość wprowadzenia instytucji korytarzy przesyłowych (porównaj pkt *Korytarze przesyłowe*).

9.5 Korytarze przesyłowe

Jak wskazane zostało w uzasadnieniu do przygotowanego przez Ministerstwo Gospodarki projektu ustawy o korytarzach przesyłowych z dnia 6 czerwca 2012 r. (dostępny wraz z uzasadnieniem na stronach internetowych Rządowego Centrum Legislacji - <http://legislacja.rcl.gov.pl/lista/2/projekt/23511>), celem zaspokajania potrzeb społeczeństwa i gospodarki, rozważane jest wprowadzenie do polskiego ustawodawstwa instytucji tzw. „korytarzy przesyłowych”. Korytarze przesyłowe adresować mają m.in. trudności związane z uzyskaniem tytułu do nieruchomości wykorzystywanych na umiejscowienie linii energetycznych. Zgodnie z projektem ustawy, o ile ustawa wejdzie w życie, wprowadzony zostanie mechanizm decyzji administracyjnej, w ramach której wydawana będzie jedna zgoda na ustanowienie korytarza przesyłowego obejmującego odpowiednią ilość działek, przez które przebiegać ma linia energetyczna przewidziana projektem. Dodatkowo, decyzja taka (zgodnie z projektem ustawy) będzie mogła łączyć w sobie jednocześnie inne decyzje wymagane w postępowaniu inwestycyjnym, w tym decyzje o pozwoleniu na budowę oraz zatwierdzającą projekt budowlany. W efekcie, poprzez oszczędzenie inwestorowi konieczności przechodzenia przez często czasochłonny proces uzyskiwania poszczególnych niezbędnych decyzji administracyjnych, inwestor uzyska różne wymagane zgody w drodze jednej decyzji, co w założeniu usprawni proces inwestycyjny.

Beneficjentem proponowanych rozwiązań mają być przedsiębiorcy przesyłowi, czyli osoby fizyczne, osoby prawne lub jednostki organizacyjne, w których władaniu znajdują się urządzenia przesyłowe albo którzy realizują inwestycje w zakresie urządzeń przesyłowych.

9.6 Ochrona środowiska

Działalność i funkcjonowanie Grupy podlega wielu regulacjom prawa krajowego z zakresu ochrony środowiska (m.in. ochrony powietrza, wód, powierzchni ziemi, zwierząt, roślin, ochrony przed hałasem oraz przed polami elektromagnetycznymi). Dokonują one pełnej lub częściowej transpozycji wielu aktów prawnych UE, w tym w szczególności: (i) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy (Dz. U. UE L 312 z dnia 22 listopada 2008 r.), (ii) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. U. UE L 334 z dnia 17 grudnia 2010 r.), (iii) dyrektywy 2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu (Dz. U. UE L 143 z dnia 30 kwietnia 2004 r.), (iv) dyrektywy Rady 85/337/EWG z dnia 27 czerwca 1985 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko naturalne (Dz. U. UE L 175 z dnia 5 lipca 1985 r.), (v) dyrektywy Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (Dz. U. UE L 206 z 22 lipca 1992 r.), (vi) dyrektywy Rady 79/409/EWG z dnia 2 kwietnia 1979 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dz. U. UE L 103 z dnia 25 kwietnia 1979 r.), (vii) dyrektywy 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej (Dz. U. UE L 327 z dnia 22 grudnia 2000 r.), (viii) dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. U. UE L 275 z dnia 25 października 2003 r.).

Poszczególne krajowe akty prawne z zakresu ochrony środowiska regulują kwestie dotyczące ochrony środowiska zarówno na etapie przebiegu procesu inwestycyjnego projektów inwestycyjnych jak i na etapie użytkowania wybudowanych obiektów. Tworzą one podstawę ochrony poszczególnych elementów środowiska oraz środowiska jako całości (określając standardy jakości środowiska oraz kontrolę ich osiągania, a także działania służące ich nieprzekraczaniu lub przywracaniu), oraz określają wymagania i procedury administracyjne mające zastosowanie w tej dziedzinie.

Niniejszy rozdział zawiera podsumowanie kluczowych krajowych aktów normatywnych z zakresu ochrony środowiska mających wpływ na działalność Grupy.

9.6.1 Prawo Ochrony Środowiska

Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie dotyczące ochrony środowiska jest Prawo Ochrony Środowiska. Określa on zasady ochrony środowiska oraz warunki korzystania z jego zasobów, w szczególności: (i) zasady ustalania warunków wprowadzania substancji lub energii do środowiska, (ii) zasady ustalania kosztów korzystania ze środowiska, (iii) obowiązki organów administracji publicznej oraz instytucji ochrony środowiska oraz (iv) odpowiedzialności za szkody spowodowane oddziaływaniem na środowisko lub negatywne oddziaływanie na środowisko i sankcje za nieprzestrzeżenie ww. zasad.

Uregulowania zawarte w Prawie Ochrony Środowiska dotyczą nie tylko istniejących już obiektów (w zakresie ich użytkowania) ale również ich realizacji, tj. procesu inwestycyjno - budowlanego mogącego negatywnie oddziaływać na środowisko. Już w trakcie prac budowlanych, inwestor realizujący przedsięwzięcie obowiązany jest uwzględniać poszczególne regulacje dot. ochrony środowiska na obszarze prowadzonych prac. Bowiem, w myśl Prawa Ochrony Środowiska nowo zbudowane lub przebudowywane instalacje nie mogą być oddane do użytkowania, jeżeli nie spełniają wymagań ochrony środowiska.

Z kolei etap eksploatacji instalacji może wymagać uzyskania tzw. pozwoleń sektorowych lub pozwolenia zintegrowanego - zbiorczo określającego warunki emisji poszczególnych substancji lub energii oraz warunki oddziaływania na środowisko (wymaganego dla instalacji, której funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w niej działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości; w przemyśle energetycznym pozwolenie zintegrowane jest wymagane dla instalacji spalającej paliwa o mocy nominalnej ponad 50 MWt), oraz wymagać ponoszenia opłat środowiskowych (tj. opłat za korzystanie ze środowiska). Zgodnie bowiem z Prawem Ochrony Środowiska eksploatacja instalacji powodująca: (i) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, (ii) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, (iii) wytwarzanie odpadów, będzie co do zasady wymagała uzyskania środowiskowego pozwolenia sektorowego (chyba że dana instalacja objęta jest pozwoleniem zintegrowanym). Dodatkowo, w przypadkach określonych w Prawie Ochrony Środowiska, podmiot korzystający ze środowiska ponosi opłaty za korzystanie ze środowiska. Opłatę ustala się według stawek obowiązujących w okresie, w którym korzystanie ze środowiska miało miejsce.

Prawo Ochrony Środowiska przewiduje również odpowiedzialność cywilną, karną i administracyjną za naruszenie jej przepisów lub pozwoleń wydanych na jej podstawie. I tak tytułem przykładu - jeżeli prowadzona działalność powoduje pogorszenie stanu środowiska w znacznych rozmiarach lub zagraża życiu lub zdrowiu ludzi, wydana zostaje decyzja o wstrzymaniu tej działalności w zakresie, w jakim jest to niezbędne dla zapobieżenia pogarszaniu stanu środowiska. Ustawa określa również sytuacje, w których może dojść do fakultatywnego wstrzymania użytkowania instalacji (m.in. w przypadku wprowadzania przez podmiot korzystający ze środowiska substancji lub energii do środowiska bez wymaganego pozwolenia lub z naruszeniem jego warunków). Dodatkowo ustawa przewiduje także administracyjne kary pieniężne za m.in. przekroczenie lub naruszenie warunków korzystania ze środowiska lub podwyższone opłaty środowiskowe w przypadku m.in. braku wymaganych pozwoleń.

9.6.2 Ustawa OOS

Ustawa OOS określa w szczególności: (i) zasady i tryb postępowania w sprawach udostępniania informacji o środowisku i jego ochronie, (ii) zasady i tryb postępowania w sprawach ocen oddziaływania na środowisko, (iii) zasady udziału społeczeństwa w ochronie środowiska, jak i (iv) organy administracji publicznej właściwe w ww. sprawach. Ponadto ustawa reguluje również procedurę oraz zasady wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (określających środowiskowe uwarunkowania realizacji inwestycji).

Zgodnie z Ustawą OOŚ, uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest wymagane w przypadku realizacji planowanych przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko lub przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Powyższe przedsięwzięcia (w zakresie ich możliwego oddziaływania na środowisko) zostały szczegółowo określone w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 roku w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. Nr 213, poz. 1397). Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach następuje co do zasady przed uzyskaniem m.in. decyzji o pozwoleniu na budowę, decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzeń wodnych.

W ramach postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przeprowadzana jest ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko jeżeli planowane przedsięwzięcie należy do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko. W przypadku planowanego przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, przeprowadzana jest ww. ocena - jeżeli obowiązek przeprowadzenia tej oceny został stwierdzony, w drodze postanowienia, przez właściwy organ. Dodatkowo, realizacja przedsięwzięć innych niż wyżej wskazane, wymaga przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 (tj. obszary specjalnej ochrony ptaków, specjalny obszar ochrony siedlisk lub obszar mający znaczenie dla UE, utworzony w celu ochrony populacji dziko występujących ptaków lub siedlisk przyrodniczych lub gatunków będących przedmiotem zainteresowania UE), jeżeli m.in. przedsięwzięcie może znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000, a nie jest bezpośrednio związane z ochroną tego obszaru lub nie wynika z tej ochrony. W ramach oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko określa się, analizuje oraz ocenia m.in. (i) bezpośredni i pośredni wpływ danego przedsięwzięcia na środowisko oraz zdrowie i warunki życia ludzi, (ii) możliwości oraz sposoby zapobiegania i zmniejszania negatywnego oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz (iii) wymagany zakres monitoringu. W ramach oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 określa się, analizuje oraz ocenia oddziaływanie przedsięwzięć na obszary Natura 2000.

W decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, wydawanej po przeprowadzeniu oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, właściwy organ określa w szczególności: (i) rodzaj i miejsce realizacji przedsięwzięcia, (ii) warunki wykorzystywania terenu w fazie realizacji i eksploatacji lub użytkowania przedsięwzięcia, (iii) w przypadku gdy z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko wynika potrzeba: a) wykonania kompensacji przyrodniczej - stwierdza konieczność wykonania tej kompensacji, b) zapobiegania, ograniczania oraz monitorowania oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko - nakłada obowiązek tych działań. Ponadto w decyzji organ może nałożyć na wnioskodawcę obowiązek przedstawienia analizy porealizacyjnej, określając jej zakres i termin przedstawienia. W przypadku gdy nie została przeprowadzona ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach właściwy organ stwierdza brak potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko.

9.6.3 Obszary Natura 2000

Program Natura 2000 został stworzony w celu zachowania bogatego dziedzictwa naturalnego (ochrony najbardziej cennych i zagrożonych siedlisk i gatunków roślin i zwierząt) państw członkowskich UE jak i realizacji spójnej polityki ochrony zasobów przyrodniczych na obszarze UE. Podstawowym celem programu jest stworzenie sieci obszarów, której głównym celem jest zachowanie poszczególnych typów siedlisk przyrodniczych i gatunków roślin i zwierząt, uznawane za cenne i znaczące. Sieć obszarów Natura 2000 w rozumieniu Ustawy o Ochronie Przyrody obejmuje: (i) obszary specjalnej ochrony ptaków, (ii) specjalne obszary ochrony siedlisk, oraz (iii) obszary mające znaczenie dla UE. Należą one do europejskiego systemu obszarów objętych ochroną.

Przepisy prawne dot. obszarów Natura 2000 przewidują szereg ograniczeń w zakresie realizacji inwestycji na obszarach Natura 2000 lub w ich otoczeniu. Co do zasady zabrania się bowiem podejmowania działań mogących, osobno lub w połączeniu z innymi działaniami, znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000, w tym w szczególności: (i) pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych lub siedlisk gatunków roślin i zwierząt, dla których ochrony wyznaczono obszar Natura 2000, (ii) wpłynąć negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony obszar Natura 2000, lub (iii) pogorszyć integralność obszaru Natura 2000 lub jego powiązania z innymi obszarami. Należy jednak również zaznaczyć, że objęcie pewnego obszaru programem Natura 2000 nie wyklucza gospodarczego wykorzystania tego obszaru oraz jego otoczenia. Pod pewnymi warunkami (m.in. po przeprowadzeniu oceny oddziaływania skutków przedsięwzięcia na ochronę obszarów Natura 2000, otrzymaniu odpowiedniego zezwolenia), istnieje możliwość dokonywania inwestycji na takich obszarach.

9.6.4 Ustawa o Zapobieganiu Szkodom w Środowisku

Ustawa o Zapobieganiu Szkodom w Środowisku określa zasady odpowiedzialności za zapobieganie szkodom w środowisku i naprawę szkód w środowisku. Przepisy ustawy stosuje się do bezpośredniego zagrożenia szkodą w środowisku lub do faktycznej szkody w środowisku (spowodowanych przez działalność stwarzającą ryzyko szkody w środowisku lub przez inną działalność jeżeli dotyczą gatunków chronionych lub chronionych siedlisk przyrodniczych oraz wystąpiły z winy podmiotu korzystającego ze środowiska). Przepisów ustawy nie stosuje się m.in. jeżeli od emisji lub zdarzenia, które spowodowały bezpośrednie zagrożenie szkodą w środowisku lub szkodę w środowisku, upłynęło więcej niż 30 lat.

Ustawa nakłada na podmiot korzystający ze środowiska m.in. następujące obowiązki: (i) obowiązek podejmowania działań zapobiegawczych w przypadku wystąpienia bezpośredniego zagrożenia szkodą w środowisku, (ii) obowiązek podejmowania działań naprawczych lub działań w celu ograniczenia szkody w środowisku, zapobieżenia kolejnym szkodom i negatywnym skutkom dla zdrowia ludzi lub dalszemu osłabieniu funkcji elementów przyrodniczych w przypadku wystąpienia szkody w środowisku, (iii) informowania organu ochrony środowiska o bezpośrednim zagrożeniu szkodą w środowisku lub wystąpienia szkody w środowisku jak i o zakończeniu przeprowadzania działań zapobiegawczych lub naprawczych, (iv) uzgadniania z organem ochrony środowiska warunki przeprowadzenia działań naprawczych.

Zgodnie z naczelną zasadą polityki ekologicznej - „zanieczyszczający płaci”, koszty przeprowadzenia działań zapobiegawczych lub naprawczych ponosi co do zasady podmiot korzystający ze środowiska.

9.6.5 Ustawa o Ochronie Przyrody

Ustawa o Ochronie Przyrody określa cele, zasady i formy ochrony przyrody żywej i nieożywionej oraz krajobrazu (w tym obszarów Natura 2000). Określa ponadto m.in. działania podejmowane w celu ochrony przyrody, organy i służby ochrony przyrody jak i zasady gospodarowania składnikami i zasobami przyrody.

9.6.6 Prawo Wodne

Prawo wodne reguluje co do zasady gospodarowanie wodami, kształtowanie i ochronę zasobów wodnych, korzystanie z wód jak i zarządzanie zasobami wodnymi. Ustawa reguluje ponadto sprawy własności wód oraz gruntów pokrytych wodami. Do podstawowych instrumentów zarządzania zasobami wodnymi Prawo wodne zalicza pozwolenia wodnoprawne. Są one co do zasady wymagane na: (i) szczególne korzystanie z wód, (ii) regulację wód, (iii) wykonanie urządzeń wodnych, jak i (iv) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi. W pozwoleniach ustala się cel i zakres korzystania z wód, warunki wykonywania uprawnień oraz obowiązki niezbędne ze względu na ochronę zasobów środowiska, interesów ludności i gospodarki.

9.6.7 Ustawa o Odpadach

Podstawowym aktem prawnym w zakresie gospodarki odpadami jest Ustawa o Odpadach. Ustawa określa środki służące ochronie środowiska, życia i zdrowia ludzi zapobiegające i zmniejszające negatywny wpływ na środowisko oraz zdrowie ludzi wynikający z wytwarzania odpadów i gospodarowania nimi oraz ograniczające ogólne skutki użytkowania zasobów i poprawiające efektywność takiego użytkowania.

Stosownie do Ustawy o Odpadach, w zakresie sposobów postępowania z odpadami obowiązuje określona hierarchia działań. W pierwszej kolejności powinno się zapobiegać powstawaniu odpadów lub ograniczać ilość odpadów i ich negatywne oddziaływanie na życie i zdrowie ludzi oraz na środowisko. Odpady, których powstaniu nie udało się zapobiec, powinny zostać poddane odzyskowi. Odpady zaś, których poddanie odzyskowi nie było możliwe powinny zostać unieszkodliwione. W zakresie gospodarowania odpadami obowiązuje ponadto tak zwana „zasada bliskości”. Zgodnie z „zasadą bliskości” odpady powinny być co do zasady w pierwszej kolejności poddawane przetwarzaniu w miejscu ich powstania. Odpady, które zaś nie mogą zostać przetworzone w miejscu ich powstania powinny zostać, uwzględniając hierarchię sposobów postępowania z odpadami oraz najlepszą dostępną technikę lub technologię, przekazane do najbliższych położonych miejsc, w których mogą zostać przetworzone.

Przepisy Ustawy o Odpadach regulują ponadto obowiązki m.in. posiadaczy odpadów (w tym wytwórców) jak i organów administracji publicznej w zakresie gospodarki odpadami. Zgodnie z ustawą, wytwórca odpadów jest obowiązany do gospodarowania wytworzonymi przez siebie odpadami.

Wytwórca odpadów lub inny posiadacz odpadów może zlecić wykonanie obowiązku gospodarowania odpadami innemu podmiotowi (spełniającemu określone wymogi). W przypadku wytwarzania odpadów (i) o masie powyżej 1 Mg rocznie - w przypadku odpadów niebezpiecznych lub (ii) o masie powyżej 5000 Mg rocznie - w przypadku odpadów innych niż niebezpieczne, wymagane jest uzyskanie odpowiedniego pozwolenia na wytwarzanie odpadów w przypadku wytwarzania odpadów w związku z eksploatacją instalacji (chyba że instalacja posiada pozwolenie zintegrowane). Również prowadzenie działalności w zakresie zbierania odpadów oraz ich przetwarzania wymaga co do zasady uzyskania odpowiedniego zezwolenia.

Katalog odpadów wraz z listą odpadów niebezpiecznych oraz sposobem klasyfikowania odpadów określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U. Nr 112, poz. 1206).

9.6.8 Ustawa o Ochronie Gruntów Rolnych i Leśnych

Ustawa o Ochronie Gruntów Rolnych i Leśnych określa zasady ochrony gruntów rolnych i leśnych oraz rekultywacji, oraz zasady poprawiania wartości użytkowej gruntów. Ustawa ponadto reguluje sposób zmiany przeznaczenia niektórych gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne, jak i sposób wyłączenia gruntów z produkcji rolniczej lub leśnej przeznaczonych na cele nierolnicze i nieleśne.

9.6.9 Emisja CO₂

Działalność wielu instalacji z sektora przemysłowego, w tym w szczególności instalacji z sektora energetycznego, powodująca emisje zanieczyszczeń (m.in. gazów cieplarnianych) prowadzi do nieodwracalnych zmian w środowisku naturalnym (w tym zmian klimatycznych). Podstawowym instrumentem polityki UE w dziedzinie ochrony klimatu w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych do powietrza jest europejski system handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla.

Krajowe regulacje prawne w zakresie emisji gazów cieplarnianych wdrażające regulacje UE w tym zakresie zawarte są zasadniczo w: (i) Ustawie z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. Nr 122, poz. 695) oraz (ii) Ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070, ze zm.).

Określają one w szczególności: (i) zasady zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, (ii) zasady funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych („system”), (iii) wykaz gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza objętych systemem zarządzania, (iv) rodzaje instalacji objętych systemem lub rodzaje działalności prowadzonych w instalacjach objętych systemem w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od 1 stycznia 2013 r., a także wartości progowe odniesione do zdolności produkcyjnych tych instalacji lub działalności i gazy cieplarniane podporządkowane danej instalacji lub działalności.

Należy jednak nadmienić, że polskie regulacje prawne przewidują tylko częściowe wdrożenie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. UE L 140 z dnia 5 czerwca 2009 r.). Nie zawierają bowiem podstawowych zasad charakteryzujących system w okresie rozliczeniowym 2013 r. - 2020 r., tj. rozpoczynającym się od 1 stycznia 2013 r. Odpowiednie regulacje nie zostały jeszcze wdrożone.

Zasadniczo system obejmuje emisję gazów cieplarnianych z instalacji, w której jest prowadzona działalność powodująca ich emisję oraz która spełnia wartości progowe odniesione do zdolności produkcyjnych. Do takich instalacji w zakresie emisji dwutlenku węgla, zaliczane są m.in. instalacje spalania paliw, z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych, o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MWt (m.in. elektrownie, elektrociepłownie). Podmioty prowadzące ww. instalacje, w celu możliwości wprowadzenia do powietrza dwutlenku węgla muszą posiadać odpowiednią ilość uprawnień do jego emisji (w ilości odpowiadającej rzeczywistej wielkości jego emisji). Uprawnienia mogą być otrzymywane bądź w drodze darmowych alokacji lub nabywane odpłatnie. W trwającym obecnie okresie rozliczeniowym 2013 r. - 2020 r., w przypadku instalacji z sektora energetycznego wytwarzających energię elektryczną, proporcja uprawnień pozyskiwanych odpłatnie w porównaniu do uprawnień otrzymywanych darmo ma generalnie co roku wzrastać, tak aby do roku 2020, co do zasady, wszystkie uprawnienia były już tylko nabywane odpłatnie. Podstawową bowiem zasadą rozdziału uprawnień w trzecim okresie rozliczeniowym (2013 r. - 2020 r.) dla instalacji wytwarzających energię elektryczną ma być sprzedaż uprawnień na aukcji.

W odniesieniu do darmowych alokacji uprawnień, Komisja Europejska decyzją z dnia 22 stycznia 2014 roku warunkowo zaakceptowała wniosek zgłoszony przez Polskę o przejściowy przydział bezpłatnych uprawnień do emisji dwutlenku węgla w ramach systemu dla sektora energetycznego (instalacji wytwarzających energię elektryczną) na lata 2013-2020.

9.6.10 Projekt ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych

W Sejmie procedowany jest poselski projekt ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Przyjęcie tej ustawy w zaproponowanym brzmieniu może mieć istotny wpływ na działalność Grupy.

Ewentualne negatywne skutki wprowadzenia procedowanej regulacji mogą mieć wpływ na prowadzone przez Grupę projekty farm wiatrowych przygotowywane do budowy (tzw. dewelopment) – przepisy w zakresie minimalnych odległości oraz na farmy wiatrowe w eksploatacji – przepisy dotyczące podatku od nieruchomości oraz dodatkowego, obowiązkowego i płatnego badania technicznego. Dokładny wpływ wspomnianych przepisów będzie możliwy do oceny dopiero, gdy zakończony zostanie proces legislacyjny.

D. KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A.

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY BILANS
na dzień 31 marca 2016 roku
Aktywa

	31.03.2016	31.12.2015
I. Aktywa trwale (długoterminowe)	1 444 284	1 433 343
Rzeczowe aktywa trwale	2 743	2 708
Wartości niematerialne	800	886
Nieruchomości inwestycyjne	2 219	2 312
Aktywa finansowe	1 424 087	1 413 785
Należności długoterminowe	2 870	2 941
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	11 553	10 697
Rozliczenia międzyokresowe	12	14
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	86 573	102 167
Zapasy	12 043	12 043
Należności z tytułu dostaw i usług	11 233	23 879
Pozostałe należności krótkoterminowe	774	666
Rozliczenia międzyokresowe	4 086	5 654
Krótkoterminowe aktywa finansowe	18 819	18 508
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	39 618	41 417
Aktywa razem	1 530 857	1 535 510

Pasywa

	31.03.2016	31.12.2015
I. Kapitał własny	1 214 166	1 241 731
Kapitał zakładowy	90 887	90 887
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	786 134	786 134
Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
Pozostałe kapitały rezerwowe	328 782	372 199
Strata netto	(4 844)	(20 696)
II. Zobowiązania długoterminowe	2 966	2 890
Kredyty bankowe i pożyczki	1 000	1 000
Rezerwy	1 187	1 187
Pozostałe zobowiązania	779	703
III. Zobowiązania krótkoterminowe	313 725	290 889
Kredyty bankowe i pożyczki	279 174	274 366
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	388	768
Pozostałe zobowiązania	26 054	4 496
Rezerwy	1 938	1 938
Rozliczenia międzyokresowe	6 171	9 321
Pasywa razem	1 530 857	1 535 510

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2016 roku

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
Przychody ze sprzedaży	6 062	6 357
Przychody ze sprzedaży	6 062	6 357
Koszt własny sprzedaży	(5 061)	(4 948)
Zysk (Strata) brutto ze sprzedaży	1 001	1 409
Pozostałe przychody operacyjne	109	26
Koszty ogólnego zarządu	(3 146)	(3 672)
Pozostałe koszty operacyjne	6	(560)
Przychody finansowe	1 188	2 144
Koszty finansowe	(4 858)	(5 133)
Strata brutto	(5 700)	(5 786)
Podatek dochodowy	856	982
Strata netto	(4 844)	(4 804)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2016 roku

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
Zysk/(strata) netto za okres	(4 844)	(4 804)
CAŁKOWITY DOCHÓD ZA OKRES	(4 844)	(4 804)

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2016 roku**

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwow y z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Strata netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2016 roku	90 887	786 134	13 207	372 199	(20 696)	-	1 241 731
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy							
Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(4 844)	(4 844)
Podział wyniku finansowego	-	-	-	(20 696)	20 696	-	-
Wypłata dywidendy	-	-	-	(22 721)	-	-	(22 721)
Na dzień 31 marca 2016	90 887	786 134	13 207	328 782	-	(4 844)	1 214 166

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwow y z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Strata netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2015 roku	90 887	802 909	13 207	372 199	(16 091)	-	1 263 111
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy							
Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(4 804)	(4 804)
Na dzień 31 marca 2015 roku	90 887	802 909	13 207	372 199	(16 091)	(4 804)	1 258 307

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2016 roku**

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2016	31.03.2015
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.Strata brutto	(5 700)	(5 786)
II.Korekty razem	14 603	14 442
Amortyzacja	413	442
Straty z tytułu różnic kursowych	(8)	-
Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	4 417	4 487
Strata z tytułu działalności inwestycyjnej	20	32
Zmiana stanu należności	12 609	9 974
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(1 268)	237
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(1 580)	(730)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	8 903	8 656
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	-	10 373
1. Z aktywów finansowych, w tym:	-	8 526
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	-	7 961
- odsetki	-	27
- inne wpływy z aktywów finansowych	-	538
2. Inne wpływy inwestycyjne	-	1 847
II.Wydatki	10 510	81 240
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	289	32
2. Na aktywa finansowe, w tym:	10 221	81 208
- nabycie aktywów finansowych	10 221	74 592
- udzielone pożyczki długoterminowe	-	6 616
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(10 510)	(70 867)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	-	-
II.Wydatki	200	152
1. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	200	152
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(200)	(152)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(1 807)	(62 363)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	(1 799)	(62 363)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	8	-
F.Środki pieniężne na początek okresu	41 417	216 447
G.Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- E), w tym:	39 618	154 084
- o ograniczonej możliwości dysponowania	12	50