

Sprawozdanie Zarządu

z działalności Grupy
Kapitałowej ENEA
w 2011 r.

Poznań, 10 kwietnia 2012 r.



SPIS TREŚCI:

1. ORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ ENEA	5
1.1. Opis Grupy Kapitałowej ENEA	5
1.2. Charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej	10
1.3. Restrukturyzacja majątkowa	11
1.4. Opis struktury głównych inwestycji kapitałowych	13
1.5. Opis zmian w organizacji oraz zasadach zarządzania Grupą Kapitałową	14
1.6. Informacja o oddziałach	15
2. OPIS DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ ENEA	15
2.1. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach	15
2.1.1. Wytwarzanie	15
2.1.1.1. Elektrownia „Kozienice” S.A.	16
2.1.1.2. Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	19
2.1.1.3. Elektrociepłownia Białystok S.A.	21
2.1.2. Dystrybucja	23
2.1.3. Obrót	25
2.1.4. Pozostała działalność	25
2.2. Rynki zbytu	25
2.2.1. Sprzedaż odbiorcom końcowym	25
2.2.2. Sprzedaż pozostała	26
2.2.3. Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym	26
2.3. Rynki zaopatrzenia	27
2.3.1. Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez ENEA S.A.	27
2.3.2. Zakup usług dystrybucji	28
2.3.3. Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez Elektrownię Kozienice	28
2.3.4. Zakup usług przesyłowych od PSE Operator	29
2.3.5. Zaopatrzenie w węgiel	29
2.3.6. Transport węgla	29
2.4. Informacje o zawartych umowach	29
2.4.1. Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA	29
2.4.2. Informacje o istotnych transakcjach z podmiotami powiązаныmi	34
2.4.3. Zaciągnięte i wypowiedziane umowy kredytów i pożyczek	34
2.4.4. Udzielone pożyczki	37
2.4.5. Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje	37
2.4.6. Umowy zawarte pomiędzy akcjonariuszami jednostki dominującej	38
2.4.7. Umowy ubezpieczenia	38
2.4.8. Umowy o współpracy lub kooperacji	39
3. PREZENTACJA SYTUACJI FINANSOWEJ GRUPY KAPITAŁOWEJ ENEA	39
3.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym	39
3.1.1. Wyniki finansowe	39
3.1.2. Sytuacja majątkowa	45
3.1.3. Sytuacja pieniężna	48
3.1.4. Analiza wskaźnikowa	49
3.2. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA w 2011 r. w ujęciu kwartalnym	51
3.2.1. Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat	51
3.2.2. Przychody ze sprzedaży	52
3.2.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	53
3.3. Prognozy wyników finansowych	53
3.4. Zarządzanie zasobami finansowymi	53
3.5. Informacja o instrumentach finansowych	54
3.5.1. Wykorzystywane instrumenty finansowe	54
3.5.2. Zarządzanie ryzykiem finansowym	56
3.6. Czynniki i zdarzenia nietypowe mające wpływ na wynik	58
3.7. Ważniejsze zdarzenia mające lub mogące mieć w przyszłości znaczący wpływ na działalność oraz wyniki finansowe	58
3.8. Opis istotnych pozycji pozabilansowych	58
3.9. Opis wykorzystania przez emitenta wpływów z emisji	58
3.10. Źródła finansowania inwestycji	58



4. PERSPEKTYWY ROZWOJU ORAZ OPIS RYZYK I ZAGROŻEŃ	59
4.1. Istotne czynniki rozwoju i ryzyka prowadzonej działalności.....	59
4.1.1. Ogólny stan gospodarki	59
4.1.2. Czynniki związane z działalnością gospodarczą	60
4.1.3. Regulacje prawne i taryfy	61
4.1.4. Ceny hurtowe energii elektrycznej	62
4.1.5. Dostawy i ceny węgla kamiennego oraz innych paliw	62
4.1.6. Obowiązki w zakresie uzyskania świadectw pochodzenia energii	63
4.1.7. Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe.....	63
4.1.8. Kontrakty długoterminowe.....	64
4.1.9. Wartość regulacyjna aktywów.....	65
4.1.10. Proces wytwarzania i dystrybucji energii.....	68
4.1.11. Ryzyko związane z przyłączaniem odnawialnych źródeł energii (OZE)	68
4.1.12. Obsługa klientów	68
4.1.13. Liberalizacja rynku	69
4.1.14. Dominująca pozycja na rynku lokalnym.....	69
4.1.15. Koncesje.....	69
4.1.16. Transport węgla kamiennego	70
4.1.17. Realizacja strategii	70
4.1.18. Rezultat synergii	71
4.1.19. Modernizacja aktywów wytwórczych.....	71
4.1.20. Wystąpienie siły wyższej i awarie	72
4.1.21. Ubezpieczenie działalności	72
4.1.22. Kadra kierownicza.....	72
4.1.23. Spory i porozumienia zbiorowe	73
4.1.24. Postępowania sądowe i administracyjne.....	74
4.1.24.1 Postępowania sądowe.....	75
4.1.24.2 Postępowania administracyjne.....	77
4.1.25. Ochrona środowiska	78
4.1.26. Nieruchomości	78
4.1.27. Modernizacja i rozwój.....	79
4.2. Strategia rozwoju.....	80
4.3. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych	83
4.4. Rating.....	83
4.4. Strategia społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy Kapitałowej	83
5. WŁADZE GRUPY KAPITAŁOWEJ ENEA	84
5.1. Skład osobowy, zasady powoływania oraz opis zakresu uprawnień władz jednostki dominującej.....	84
5.2. Zasady wynagradzania	84
5.3. Wysokość wynagrodzeń	86
5.4. Wykaz akcji i udziałów podmiotów z Grupy Kapitałowej ENEA w posiadaniu osób Zarządzających i nadzorujących.....	88
6. STRUKTURA KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO ORAZ AKCJONARIATU JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ	89
6.1. Struktura kapitału zakładowego	89
6.2. Struktura akcjonariatu	89
6.3. Potencjalne zmiany w strukturze akcjonariatu	91
6.4. Akcje własne	92
6.5. Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych	93
7. OŚWIADCZENIE O STOSOWANIU ZASAD ŁADU KORPORACYJNEGO.....	93
7.1. Określenie stosowanego zbioru zasad	93
7.2. Zasady, od stosowania których odstąpiono	93
7.3. Opis głównych cech stosowanych w przedsiębiorstwie emitenta systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem	95
7.4. Akcjonariusze posiadający znaczne pakiety akcji	96
7.5. Posiadacze papierów wartościowych dających specjalne uprawnienia kontrolne	96
7.6. Ograniczenia odnośnie do wykonywania prawa głosu.....	96
7.7. Ograniczenia dotyczące przenoszenia prawa własności papierów wartościowych	96
7.8. Zasady dotyczące powoływania i odwoływania osób zarządzających.....	97



7.9.	Uprawnienia osób zarządzających.....	97
7.10.	Opis zasad zmiany statutu ENEA S.A.	98
7.11.	Sposób działania i zasadnicze uprawnienia walnego zgromadzenia oraz opis praw akcjonariuszy i sposób ich wykonywania.....	98
7.12.	Skład osobowy i jego zmiany oraz opis działania organów zarządzających i nadzorujących ENEA S.A.	100
8.	POZOSTAŁE INFORMACJE.....	107
8.1.	Podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych.....	107
8.2.	Osiągnięcia w dziedzinie badań i rozwoju	107
8.3.	Zagadnienia dotyczące środowiska naturalnego.....	107
8.4.	Informacja o zatrudnieniu	110
8.5.	Zasady sporządzenia rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.....	111
8.6.	Słowniczek pojęć branżowych	112



1. ORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ ENEA

1.1. Opis Grupy Kapitałowej ENEA

Na dzień 31 grudnia 2011 r. Grupa Kapitałowa składała się z jednostki dominującej ENEA S.A. („Spółka”, „Jednostka Dominująca”), 20 spółek zależnych oraz jednej spółki stowarzyszonej. W obrębie Grupy Kapitałowej ENEA („Grupa”) funkcjonują trzy wiodące podmioty, tj. ENEA S.A. (obróć energią elektryczną), ENEA Operator (dystrybucja energii elektrycznej) oraz Elektrownia „Kozienice” S.A. (wytwarzanie energii elektrycznej). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek.

Szczegółowy opis działalności podstawowych podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej ENEA znajduje się w rozdziale 2 niniejszego sprawozdania, pn. „Opis działalności Grupy Kapitałowej ENEA”.

Informacje ogólne o ENEA S.A.	
Nazwa (firma):	ENEA Spółka Akcyjna
Forma prawna:	Spółka Akcyjna
Kraj siedziby:	Rzeczpospolita Polska
Siedziba:	Poznań
Adres:	ul. Górecka 1, 60-201 Poznań
Krajowy Rejestr Sądowy – Sąd Rejonowy Poznań – Nowe Miasto i Wilda w Poznaniu	KRS 0000012483
Numer telefonu:	(+48 61) 884 53 00
Numer faksu:	(+48 61) 884 59 55
E-mail:	enea@enea.pl
Strona internetowa:	www.enea.pl
Numer klasyfikacji statystycznej (REGON):	630139960
Numer klasyfikacji podatkowej (NIP):	777-00-20-640

Na dzień 31 grudnia 2011 r. spółki z Grupy Kapitałowej ENEA prowadziły działalność w zakresie wskazanym poniżej:

1. **ENEA S.A.** z siedzibą w Poznaniu zajmuje się obrotem energią elektryczną.
2. **ENEA Operator Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu. Podstawowym przedmiotem działalności jest dystrybucja energii elektrycznej prowadzona od dnia 1 lipca 2007 r. w oparciu o koncesję wydaną w dniu 28 czerwca 2007 r. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na okres od 1 lipca 2007 r. do 1 lipca 2017 r. Jednocześnie w dniu 30 czerwca 2007 r. Prezes URE wyznaczył ENEA Operator na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres obowiązywania koncesji.



3. **Elektrownia „Kozienice” S.A.** z siedzibą w Świerżach Górnych. Podstawowym przedmiotem działalności Elektrowni „Kozienice” S.A. jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła skojarzonego z wytwarzaniem energii elektrycznej.
4. **Energomiar Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu zajmująca się produkcją zegarów astronomicznych, konserwacją, montażem, legalizacją i wzorcowaniem liczników energii elektrycznej, odczytami poboru energii elektrycznej oraz usługami radiowego sterowania mocą.
5. **BHU S.A.** z siedzibą w Poznaniu prowadząca handel urządzeniami, sprzętem i materiałami elektroenergetycznymi.
6. **Hotel EDISON Sp. z o.o.** z siedzibą w Baranowie prowadząca działalność hotelarską, gastronomiczną, szkoleniową, wczasową i rekreacyjno-sportową.
7. **Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, powołana do prowadzenia samochodowych usług transportowych i warsztatowych.
8. **Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o.** z siedzibą w Gronówku, spółka zajmująca się projektowaniem, budową, modernizacją i eksploatacją sieci elektroenergetycznych i związanych z nimi urządzeń.
9. **Ergo-Tour Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, oferująca usługi hotelarskie, gastronomiczne, organizowanie wczasów, obozów, kolonii, usługi turystyczne oraz związane z ochroną zdrowia.
10. **Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowskie ENERGETYK Sp. z o.o.** z siedzibą w Inowrocławiu, prowadząca działalność sanatoryjną oraz w zakresie ochrony zdrowia i rehabilitacji.
11. **Elektrownie Wodne Sp. z o.o.** z siedzibą w Samociążku, zajmująca się wytwarzaniem energii elektrycznej i usługami w zakresie eksploatacji elektrowni wodnych jak również rozwojem działalności w zakresie wytwarzania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych poprzez realizację projektów parków wiatrowych oraz elektrowni biogazowych.
12. **ENEOS Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, zajmująca się eksploatacją i konserwacją oświetlenia ulicznego.
13. **ENTUR Sp. z o.o.** z siedzibą w Szczecinie, prowadząca działalność wypoczynkową, turystyczną, rekreacyjną, szkoleniową, gastronomiczną oraz świadcząca usługi w zakresie ochrony zdrowia.
14. **ITSERWIS Sp. z o.o.** z siedzibą w Zielonej Górze, prowadząca działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej i bezprzewodowej oraz działalność usługową w zakresie technologii informatycznych i komputerowych, a także sprzedaż hurtową i detaliczną sprzętu elektronicznego i telekomunikacyjnego, komputerów i oprogramowania.
15. **Auto-Styl Sp. z o.o.** z siedzibą w Zielonej Górze, zajmująca się sprzedażą detaliczną pojazdów mechanicznych, akcesoriów, paliw, obsługą i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu.
16. **Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o.** z siedzibą w Pile zajmująca się wytwarzaniem, przesyłem oraz dystrybucją energii cieplnej oraz wytwarzaniem skojarzonej energii elektrycznej i cieplnej, przy wykorzystaniu bloków siłowniano – ciepłowniczych.
17. **Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.** z siedzibą w Obornikach zajmująca się wytwarzaniem, przesyłem oraz dystrybucją energii cieplnej.



18. **ENEA Centrum S.A. (poprzednia nazwa: Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A.)** z siedzibą w Poznaniu zajmująca się świadczeniem usług obsługi klienta w imieniu i na rzecz ENEA S.A.
19. **DOBITT ENERGIA Sp. z o.o.** z siedzibą w Gorzelsławiu, prowadząca inwestycję polegającą na budowie biogazowni o mocy 1,6 MW.
20. **Elektrociepłownia Białystok S.A.** z siedzibą w Białymstoku - zajmuje się produkcją energii cieplnej i elektrycznej.
21. **Annacond Enterprises Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie - spółka jest obecnie przygotowywana do rozpoczęcia działalności operacyjnej.

Podmiot stowarzyszony prowadzi działalność w następującym zakresie:

- **Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A.** z siedzibą w Ostrowie Wielkopolskim - zajmująca się produkcją prefabrykowanych elementów betonowych a w szczególności żerdzi betonowych oraz galanterii betonowej.

Spółki zależne

Grupa Kapitałowa ENEA na dzień 31 grudnia 2011 r. obejmowała 20 spółek zależnych (objętych konsolidacją), w których ENEA S.A. posiadała udziały lub akcje o łącznej nominalnej wartości 5.587.375,6 tys. zł, co stanowiło na dzień 31 grudnia 2011 r. 99,67% łącznej nominalnej wartości kapitałów zakładowych tych spółek, wynoszącej 5.568.823,5 tys. zł.

Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym spółek zależnych.

L.P.	Nazwa i adres Spółki	Kapitał zakładowy Spółki - wartość nominalna [w tys. zł]	Udział ENEA S.A. [tys. zł]	Udział % ENEA S.A. w kapitale i prawie głosu
1	BHU Spółka Akcyjna ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	16 540, 70	15 320,70	92,62
2	Hotel EDISON Sp. z o.o. Baranowo k/Poznania, 62-081 Przeźmierowo	21 271,50	21 271,50	100,00
3	Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	4 975,50	4 975,50	100,00
4	Energomiar Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	2 749,00	2 749,00	100,00
5	Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. Gronówko 30, 64-111 Lipno k/Leszna	8 785,00	8 785,00	100,00
6	Energo-Tour Sp. z o.o. ul. Marcinkowskiego 27, 61-745 Poznań	9 543,00	9 535,00	99,92
7	ENEA Operator Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	4 678 050,00 *	4 678 050,00	100,00
8	Elektrownia „Kozienice” S.A. Świerże Górne, gmina Kozienice, 26-900 Kozienice 1	462 482,44**	462 482,44	100,00
9	ITSERWIS Sp. z o.o. ul. Zacisze 28, 65-775 Zielona Góra	6 364,00	6 364,00	100,00
10	Auto-Styl Sp. z o.o. ul. Zacisze 15, 65-775 Zielona Góra	2 200,00	2 200,00	100,00



11	ENEOS Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	32 089,50	32 089,50	100,00
12	ENTUR Sp. z o.o. ul. Malczewskiego 5/7 71-616 Szczecin	4 134,50	4 134,50	100,00
13	Elektrownie Wodne Sp. z o.o. Samociążek 92, 86-010 Koronowo	239 849,50	239 841,00	99,996
14	Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowskiego ENERGETYK Sp. z o.o. ul. Wilkońskiego 2, 88-100 Inowrocław	17 448,00	17 438,00	99,94
15	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. ul. Wybudowanie 56, 64-600 Oborniki	5 182,50	4 717,00	91,02
16	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. ul. Kaczorska 20, 64-920 Piła	28 689,00	18 657,00	65,03
17	ENEA Centrum S.A. ul. Św. Wojciecha 7/9, 61-749 Poznań	1 973,70	1 973,70	100,00
18	Elektrociepłownia Białystok S.A. ul. Gen. Andersa 3, 15-124 Białystok	18 442,75	18 432,14	99,94
19	DOBITT ENERGIA Sp. z o.o. Gorzela 8, 56-420 Bierutów	9 175,00	9 175,00	100,00
20	Annacond Enterprises Sp. z o.o. 02-957 Warszawa, ul. Jana III Sobieskiego 1/4	17 430,00	10 632,50	61,00
	OGÓŁEM	5 587 375,59	5 568 823,48	99,67

* Kapitał zakładowy zgodnie ze statutem i KRS. W sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF UE kapitał zakładowy wykazany jest po korektach kapitału z rozliczenia aportu.

** Kapitał zakładowy zgodnie ze statutem i KRS. W sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF UE kapitał zakładowy wykazany jest po korektach z tytułu hiperinflacji.

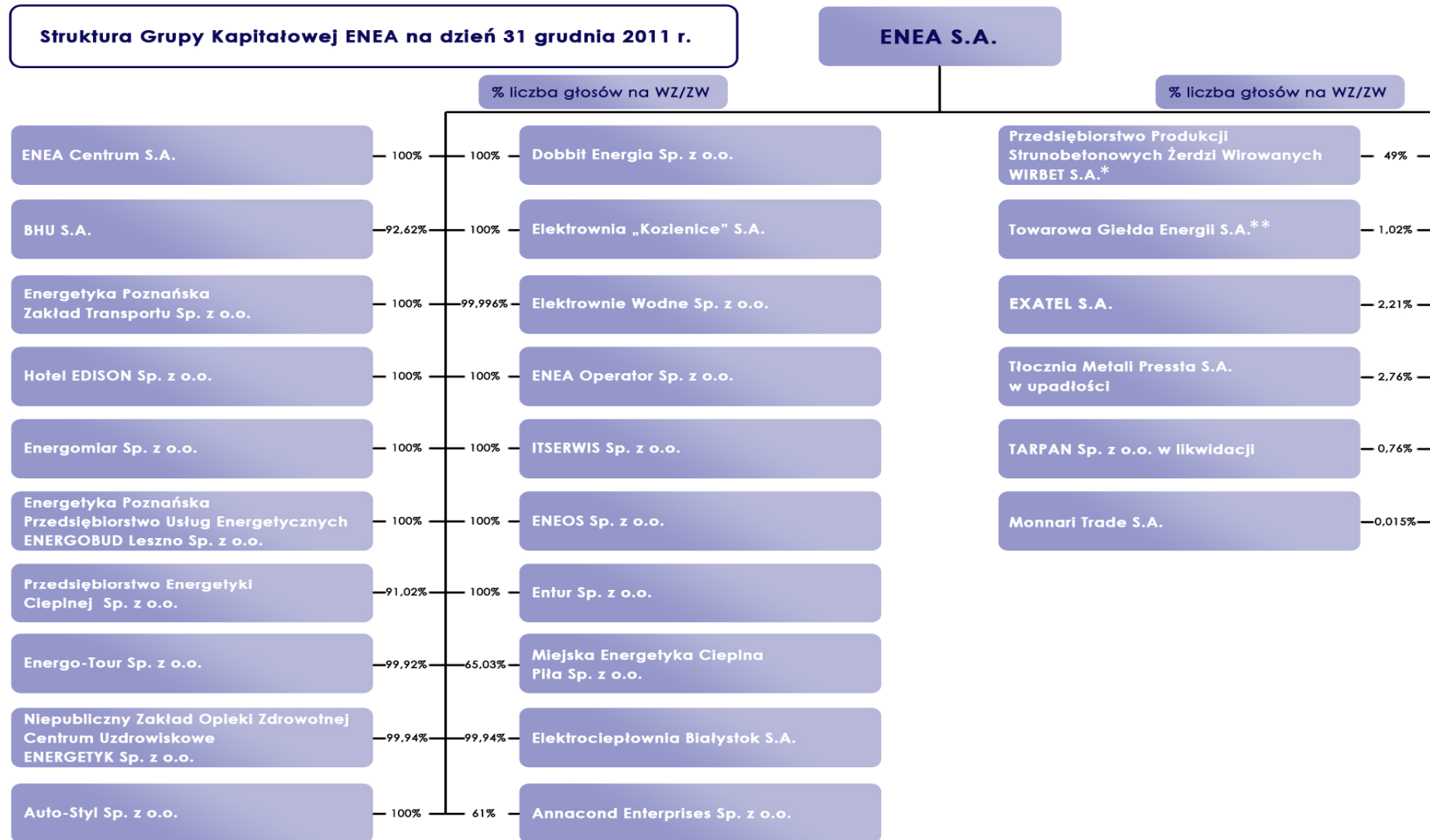
Spółki stowarzyszone

Nazwa i adres Spółki	Kapitał zakładowy [tys. zł]	Udział ENEA S.A. - wartość nominalna [tys. zł]	Udział % ENEA.S.A. w kapitale zakładowym i prawie głosu
Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A. ul. Chłapowskiego 51, 63-400 Ostrów Wlkp.*	5 490,00	2 690,00	49,00

* W wyniku transakcji zbycia akcji WIRBET S.A. opisanej w punkcie *Opis struktury głównych inwestycji kapitałowych* na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania Spółka nie posiada akcji WIRBET S.A.



Poniższy schemat organizacyjny przedstawia strukturę Grupy Kapitałowej na dzień 31 grudnia 2011 r.



* W dniu 16 lutego 2012 r. ENEA S.A. zawarła Umowę sprzedaży 269.000 akcji spółki WIRBET S.A. Do wydania akcji doszło 22 marca 2012 r.

** W dniu 23 grudnia 2011 r. ENEA S.A. zawarła Umowę sprzedaży 14.750 akcji W związku z zamknięciem transakcji w dacie 29 lutego 2012 roku ENEA S.A. przestała być akcjonariuszem TGE.

1.2. Charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej

Jednym z podstawowych czynników istotnych dla perspektyw i rozwoju Grupy jest realizacja strategii opartej na realizacji celów w trzech podstawowych obszarach strategicznych:

- rozwój działalności podstawowej Grupy,
- poprawa efektywności funkcjonowania Grupy,
- budowa firmy odpowiedzialnej społecznie.

W ramach obszaru strategicznego dotyczącego rozwoju działalności podstawowej Grupy, jednym z długoterminowych kierunków strategicznych Grupy jest uzyskanie dostępu do własnych źródeł wytwarzania energii o potencjale, który umożliwiłby, co najmniej zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich klientów Grupy.

Pierwszym krokiem w celu realizacji tej strategii było włączenie w październiku 2007 r. do Grupy Kapitałowej ENEA, Elektrowni „Kozienice” S.A., największej w Polsce pod względem mocy osiągalnej elektrowni opalanej węglem kamiennym. Ponadto w 2011 r. nabyliśmy pakiet akcji spółki Elektrociepłownia Białystok S.A. dzięki czemu posiadamy 99,94% akcji białostockiej firmy. Elektrociepłownia Białystok S.A. to jedno z największych przedsiębiorstw regionu. Zdolności produkcyjne elektrociepłowni pokrywają w ok. 75% roczne zapotrzebowanie na ciepło przez aglomerację białostocką.

Niezależnie od możliwości pozyskania dodatkowych mocy wytwórczych poprzez przejęcia istniejących podmiotów, planujemy zwiększenie naszych mocy wytwórczych, w tym na terenie Elektrowni „Kozienice” S.A., gdzie do 2016 r. planujemy wybudowanie i rozruch nowego bloku o łącznej mocy osiągalnej około 1.000 MWe. Prowadzimy również analizy w zakresie możliwości budowy kolejnego bloku energetycznego o mocy do 1.000 MWe, co wiązać się będzie z koniecznością ponoszenia wydatków inwestycyjnych począwszy od 2012 r.

W związku z przewidywanymi zwiększającymi się obowiązkami sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji, podejmujemy działania mające na celu zwiększenie kontroli kosztów związanych z realizacją obowiązków wynikających z przepisów prawa w tym zakresie. W tym celu planujemy kontynuować zawieranie długoterminowych kontraktów zakupu świadectw potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji od podmiotów zewnętrznych oraz dokonywać bezpośrednich inwestycji w takie źródła. Naszym zamiarem jest inwestowanie w projekty farm wiatrowych i elektrowni biogazowych już rozpoczęte, o różnym stopniu zaawansowania, poprzez przejmowanie istniejących podmiotów lub inwestowanie w nowe projekty we współpracy z podmiotami zewnętrznymi. Możliwe są cztery scenariusze zakupu, w zależności od stopnia zaawansowania projektu: poszukiwanie projektów, które w części realizowane byłyby przez podmiot trzeci na zasadzie usługi deweloperskiej, zakup projektu od podmiotu trzeciego przed uzyskaniem przez ten podmiot pozwolenia na budowę i samodzielne dalsze rozwijanie projektu, zakup projektów/spółek celowych (zawiązanych przez deweloperów w celu realizacji projektu) po uzyskaniu dla projektu/spółki celowej prawomocnego pozwolenia na budowę lub zakup gotowych farm wiatrowych i elektrowni biogazowych „pod klucz”.

Nabyte do tej pory przez nas ciepłownie mają być modernizowane i przekształcane w elektrociepłownie, w tym również opalane biomasą, które będą wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w kogeneracji, co umożliwi nam uzyskanie dodatkowych świadectw pochodzenia energii.

W ramach obszaru poprawy efektywności funkcjonowania Grupy realizowane będą cele strategiczne nakierowane na wzrost przychodów, redukcję kosztów oraz integrację operacyjną, co w konsekwencji zwiększy osiąganą marżę na działalności Grupy Kapitałowej ENEA. Działania optymalizacyjne będą dotyczyły wszystkich obszarów biznesowych Grupy i będą realizowane m.in. poprzez przeniesienie na poziom centrum korporacyjnego Grupy Kapitałowej ENEA strategicznych funkcji podstawowych związanych z rozwojem przedsiębiorstwa, a także realizację synergii wynikających z działalności poszczególnych obszarów biznesowych w ramach całej Grupy Kapitałowej.

W ramach obszaru strategicznego budowy firmy odpowiedzialnej społecznie, realizowane będą cele, które długofalowo przyczynią się do wzrostu wartości firmy poprzez wdrożenie zasad odpowiedzialnego biznesu w działania Grupy Kapitałowej ENEA.

Skuteczna realizacja polityki w zakresie kierunków rozwoju Spółki, w tym także całej Grupy Kapitałowej ENEA, uwarunkowana jest wdrożeniem nowego modelu biznesowego Grupy. Podstawowym zadaniem nowego modelu jest zagwarantowanie możliwości elastycznego funkcjonowania Grupy Kapitałowej ENEA w długim



okresie, pozwalając w efekcie na pełne wykorzystanie szans i sprostanie wyzwaniom, jakie pojawiają się w polskim sektorze elektroenergetycznym.

1.3. Restrukturyzacja majątkowa

Po dokonaniu w latach poprzednich kluczowych zmian organizacyjnych w obrębie Grupy w roku obrotowym 2011 dokonywana była dalsza restrukturyzacja majątkowa:

- W dniu 29 października 2010 r. odbyło się NZW ws. połączenia EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. (Spółka Przejmująca) z ZUP Energotrans Sp. z o.o. i EWINN Sp. z o.o. (Spółki Przejmowane) poprzez przeniesienie całego majątku Spółek Przejmowanych na Spółkę Przejmującą. W wyniku połączenia Spółek nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. o kwotę 1.418.000 zł, tj. do kwoty 7.634.000 zł, poprzez utworzenie 2.836 (219 - ZUP Energotrans Sp. z o.o.; 2.617 – EWINN Sp. z o.o.) równych i niepodzielnych udziałów o wartości nominalnej 500 zł każdy udział. Rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego nastąpiła w dniu 1 grudnia 2010 r. Kapitał zakładowy EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o., po połączeniu na dzień 31 grudnia 2010 r., wynosił 7.634.000 zł i dzielił się na 15.201 udziałów po 500 zł każdy, 67 udziałów zostało umorzonych z czystego zysku. Spółka EWINN Sp. z o.o. została wykreślona z KRS w dniu 27 grudnia 2010 r., zaś Spółka ZUP Energotrans Sp. z o.o. w dniu 7 stycznia 2011 r. Przeprowadzone działania restrukturyzacyjne pozwalają m.in. na budowanie oferty obejmującej pełen zakres napięciowy oraz dalszy rozwój konkurencyjnej i silnej firmy o profilu wykonawstwa sieciowego.
- W dniu 27 grudnia 2010 r. NWZ BHU S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 2.072.000 zł, tj. do kwoty 16.375.100 zł poprzez emisję 20.720 akcji serii K, w drodze subskrypcji prywatnej, w zamian za wkład niepieniężny w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości położonej w Zielonej Górze oraz prawa własności posadowionych na niej budynków, dla której to nieruchomości Sąd Rejonowy w Zielonej Górze prowadzi księgę wieczystą nr ZG1E/00043008/5, z pozbawieniem w całości prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy. W dniu 28 grudnia 2010 r. przyjęto ofertę objęcia akcji BHU S.A. i przeniesiono prawo użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowej oraz prawa własności budynków. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego nastąpiła w dniu 21 stycznia 2011 r. Celem wniesienia aportu było uporządkowanie struktury własnościowej w obrębie Grupy Kapitałowej.
- W dniu 30 grudnia 2010 r. odbyło się NZW spółki Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o., na którym podwyższono kapitał zakładowy tej spółki (przekazanie aportem infrastruktury ciepłowniczej w m. Gozdnicza) o kwotę 773.000 zł, (z 27.916.000 zł do kwoty 28.689.000 zł). Udziały w podwyższonym kapitale zakładowym zostały w całości objęte przez ENEA S.A. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego nastąpiła w dniu 24 lutego 2011 r. Celem wniesienia aportu było uporządkowanie struktury własnościowej w obrębie Grupy Kapitałowej.
- W dniu 7 lutego 2011 r. zarejestrowano w KRS podwyższenie kapitału zakładowego spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o., o kwotę 26.000.000 zł, to jest do kwoty 239.841.000 zł. Wszystkie nowoutworzone udziały w kapitale zakładowym spółki zostały objęte przez dotychczasowego wspólnika – ENEA S.A. i pokryte w całości wkładem niepieniężnym (aportem) w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa ENEA S.A. działającego pod firmą: ENEA S.A. Oddział Elektrownia Biogazowa Liszkowo.
- W dniu 15 lutego 2011 r. odbyło się NZW, na którym podwyższono kapitał zakładowy spółki Hotel EDISON Sp. z o.o. o kwotę 35.000 zł, tj. do kwoty 21.271.500 zł poprzez utworzenie nowych 70 udziałów o wartości nominalnej 500 zł każdy. Udziały w podwyższonym kapitale zakładowym spółki Hotel EDISON Sp. z o.o. zostały w całości objęte przez dotychczasowego jedynego wspólnika – spółkę ENEA S.A. i pokryte w całości wkładem pieniężnym. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła w dniu 28 lipca 2011 r.
- W dniu 28 lutego 2011 r. odbyło się NZW Spółki Kozienice II Sp. z o.o., a w dniu 9 marca 2011 r. odbyło się NZW Elektrowni „Kozienice” S.A. ws. połączenia Elektrowni „Kozienice” S.A. (Spółka Przejmująca) z Kozienice II Sp. z o.o. (Spółka Przejmowana) poprzez przeniesienie całego majątku Spółki Przejmowanej na Spółkę Przejmującą, z jednoczesnym podwyższeniem kapitału zakładowego Spółki Przejmującej,



poprzez emisję akcji skierowaną do ENEA S.A. Kapitał zakładowy Elektrowni „Kozienice” S.A. wskutek połączenia spółek został podwyższony o kwotę 12.482.440,00 zł do kwoty 462.482.440,00 zł, w drodze emisji 1.248.244 akcji zwykłych na okaziciela serii B, o wartości 10 zł każda. W dniu 30 marca 2011 r. dokonano wpisu do KRS. Celem połączenia jest wykorzystanie wieloletniego doświadczenia oraz potencjału, jakim dysponuje Elektrownia „Kozienice” w zakresie zarządzania majątkiem wytwórczym i prowadzenia inwestycji w nowe moce wytwórcze.

- Realizując Strategię ENEA S.A. przewidującą inwestowanie w odnawialne źródła energii, w tym akwizycje i budowę biogazowni, ENEA S.A. w dniu 11 maja 2011 r. zakupiła 100% udziałów w spółce DOBITT ENERGIA Sp. z o.o. z siedzibą w Gorzesławiu, która jest właścicielem projektu budowlanego i pozwolenia na budowę biogazowni rolniczej o mocy 1,6 MW oraz właścicielem terenu przeznaczanego pod inwestycję. Wartość transakcji wyniosła 3.350.000 zł. Jednocześnie w dniu 11 maja 2011 r. odbyło się NZW spółki DOBITT ENERGIA Sp. z o.o. na którym podjęto uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki z kwoty 100.000 zł o kwotę 9.075.000 zł do kwoty 9.175.000 zł. Wszystkie nowoutworzone udziały z podwyższonego kapitału zakładowego objęła ENEA S.A. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła w dniu 22 sierpnia 2011 r.
- W dniu 13 maja 2011 r. NZW spółki Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Obornikach, wyraziło zgodę na odkupienie przez ENEA S.A. 1.234 udziałów pracowniczych za kwotę 1.275,00 złotych za 1 udział. W zakresie realizacji odkupienia pierwszej transzy udziałów ENEA S.A. nabyła w 2011 r. 314 udziałów pracowniczych za kwotę 400.350,00 zł.
- W dniu 20 lipca 2011 r. spółka zależna od ENEA S.A. działająca pod firmą FINEA Sp. z o.o. w likwidacji w efekcie zakończonego procesu likwidacji uległa rozwiązaniu i została wykreślona z KRS.
- W dniu 12 września 2011 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEOS Sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z 20.189.500,00 zł, o kwotę 11.900.000,00 zł, do 32.089.500,00 zł, w zamian za wkład niepieniężny (aport) w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa, w rozumieniu art. 551 kodeksu cywilnego, pn. „Oświetlenie uliczne Miasta Poznania”, na który składają się składniki materialne i niematerialne to jest budowle - struktura majątku trwałego oraz dokumentacja operacyjna, archiwa, ubezpieczenie majątkowe, wyodrębnienie finansowe przedmiotu aportu, umowy gospodarcze – w tym regulacja wykorzystywania infrastruktury ENEA Operator Sp. z o.o., rozliczenia z tytułu modernizacji instalacji oświetleniowej i kolizji, a która to zorganizowana część przedsiębiorstwa stanowi wyodrębniony, zarówno finansowo, jak i organizacyjnie, zespół składników gotowy w razie potrzeby do samodzielnego pełnienia zadań, do których jest przeznaczony, jako zorganizowany i wyodrębniony zespół składników majątkowych, jest przystosowany do pełnienia określonych zadań gospodarczych w zakresie zapewnienia na terenie Miasta zabezpieczenia potrzeb publicznych w zakresie oświetlenia.
- W dniu 13 września 2011 r. miało miejsce objęcie udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym ENEOS Sp. z o.o. przez ENEA S.A. oraz przeniesienie zorganizowanej części przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 551 k.c z ENEA S.A. do ENEOS Sp. z o.o. W dniu 13 października 2011 r. nastąpiła rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego ENEOS Sp. z o.o. w KRS.
- W dniu 20 września 2011 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie BHU S.A. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 165.600 zł, z kwoty 16.375.100 zł do kwoty 16.540.700 zł poprzez emisję 1.656 akcji serii L o wartości nominalnej 100 zł, w zamian za wkład niepieniężny w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości wraz z nakładami działki o powierzchni 1.387 m² położonej w miejscowości Troszczyń, gmina Opalenica o łącznej wartości 165.600 zł, z pozbawieniem w całości prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy. Umowa przeniesienia prawa użytkowania wieczystego ww. nieruchomości gruntowej miała miejsce 3 listopada 2011 r. W dniu 16 listopada 2011 r. został dokonany wpis do KRS o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki. Przekazanie spółce ww. nieruchomości miało na celu m.in. uporządkowanie sytuacji majątkowej w Grupie Kapitałowej ENEA.
- W dniu 17 listopada 2011 r. odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku, na którym podjęto decyzję o połączeniu spółki Elektrownie



Wodne Sp. z o.o. ze spółką Elektrownie Wiatrowe – ENEA Centrum Spółka Akcyjna Spółka Komandytowa z siedzibą w Samociążku. Połączenie nastąpiło w drodze inkorporacji spółki Elektrownie Wiatrowe – ENEA Centrum Spółka Akcyjna Spółka Komandytowa do spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. w trybie określonym w art. 492 § 1 pkt 1 Ksh, tj. poprzez przeniesienie całego majątku Elektrownie Wiatrowe – ENEA Centrum Spółka Akcyjna Spółka Komandytowa na Elektrownie Wodne Sp. z o.o. – Komandytariusza w spółce przejmowanej, w zamian za udziały, które spółka Elektrownie Wodne Sp. z o.o. wydała komplementariuszowi spółki Elektrownie Wiatrowe – ENEA Centrum Spółka Akcyjna Spółka Komandytowa, tj. spółce ENEA Centrum SA. Komandytariusz spółki przejmowanej tj. Elektrownie Wodne Sp. z o.o. jako spółka przejmująca, nie otrzymała swoich udziałów. W dniu 2 stycznia 2012 r. postanowieniem Sądu Rejonowego w Bydgoszczy XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego nastąpiło połączenie obu spółek. W wyniku połączenia kapitał zakładowy Elektrownie Wodne Sp. z o.o. został podwyższony z kwoty 239.841.000 zł o kwotę 8.500 zł, tj. do kwoty 239.849.500 zł w drodze utworzenia 17 nowych udziałów o nominalnej wartości 500 zł każdy.

1.4. Opis struktury głównych inwestycji kapitałowych

Realizując strategię w zakresie rozwoju i restrukturyzacji Grupy Kapitałowej ENEA, Spółka dokonała w roku 2011 następujących inwestycji kapitałowych:

- W dniu 30 marca 2011 r. spółka zależna ENEA S.A. Elektrownie Wodne Sp. z o.o., dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych Grupy z Odnawialnych Źródeł Energii zakupiła farmę wiatrową, zlokalizowaną w Darżynie na Pomorzu o mocy zainstalowanej 6 MW. To pierwsze tego typu przedsięwzięcie w Grupie. Zakup farmy jest pierwszym krokiem w pozyskaniu znacznie większych źródeł tego typu. Farma wiatrowa w Darżynie została wybudowana w 2008 r. Składa się z nowoczesnych turbin wiatrowych Enercon E-82, o mocy 2 MW każda. Położona jest w rejonie o bardzo korzystnych warunkach wietrznych. W okresie od kwietnia do grudnia 2011 r. farma wyprodukowała 12,8 GWh energii elektrycznej.
- W dniu 1 czerwca 2011 r. ENEA S.A. nabyła 1.283.214 sztuk akcji spółki Elektrociepłownia Białystok S.A. o wartości nominalnej 10 zł za jedną akcję (1.038.939 sztuk akcji serii A i 244.275 sztuk akcji serii B) od spółki Societe Nationale d'Electricite et de Thermique S.A. Dzięki tej transakcji ENEA weszła w posiadanie prawie 100% akcji białostockiej firmy. Podstawowymi jednostkami produkcji energii elektrycznej i ciepła w Elektrociepłowni Białystok S.A. są trzy bloki ciepłownicze o łącznej mocy cieplnej 505,2 MWt oraz osiągalnej mocy elektrycznej 165,7 MWe. Dodatkowo w układzie technologicznym funkcjonuje, jako szczytowe źródło ciepła, kocioł wodny o mocy cieplnej 81,5 MWt. Zdolności produkcyjne elektrociepłowni pokrywają w 75% roczne zapotrzebowanie na ciepło przez aglomerację białostocką. Pozostałe 25% energii produkowane jest w Ciepłowni Zachód należącej do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Białymstoku.
- W dniu 13 lipca 2011 r. ENEA S.A. zbyła na rzecz spółki CENTROZAP S.A. z siedzibą w Katowicach 6.860 (słownie: sześć tysięcy osiemset sześćdziesiąt) akcji w kapitale zakładowym spółki Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie Sp. z o.o. Tym samym ENEA S.A. nie jest już akcjonariuszem ww. Spółki.
- W dniu 26 lipca 2011 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z 7.634.000,00 zł, o kwotę 1.151.000,00 zł, do 8.785.000,00 zł, w zamian za wkład niepieniężny w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości położonej w Zielonej Górze, przy Al. Wojska Polskiego oraz prawa własności posadowionych na niej budynków, budowli stanowiących odrębny od gruntu przedmiot własności, wchodzących w skład nieruchomości oraz środków trwałych nie stanowiących części składowych przedmiotowej nieruchomości w postaci kotła CO i wyciągu budowlanego. Objęcie udziałów przez ENEA S.A. w podwyższonym kapitale zakładowym EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. oraz przeniesienie prawa użytkowania wieczystego nieruchomości dot. aportu nastąpiło w dniu 3 sierpnia 2011 r. W dniu 15 września 2011 r. miała miejsce rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. w KRS. Pozyskanie przez spółkę przedmiotowej nieruchomości umożliwi rozbudowę jej zaplecza administracyjno-technicznego na terenie Zielonej Góry.



- W związku ze zmianą profilu prowadzonej działalności przez spółkę Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. i rozpoczęciem świadczenia usług w obszarze obsługi klientów ENEA S.A., zmianie uległa również firma spółki na nową, w brzmieniu: ENEA Centrum S.A. W związku z rozpoczęciem przez Spółkę świadczenia nowych usług, z dniem 1 sierpnia 2011 r. Spółka przejęła część dotychczasowych pracowników ENEA S.A. Transfer pracowników ENEA S.A. stanowi zakończenie I etapu projektu, którego celem jest poprawa efektywności działania całej organizacji i dostosowanie struktury Grupy do światowych standardów panujących na rynku energii elektrycznej. Zamierzeniem projektu jest wdrożenie jednorodnego systemu obsługi klientów Grupy ENEA. Pozwoli to na skoncentrowanie w spółce kompetencji obsługowych, specjalizacji w tym obszarze oraz odpowiedzialności za jakość obsługi i satysfakcję klientów.
- Ponadto w jednej ze spółek zależnych Elektrowni „Kozienice” S.A. tj. ELKO Trading Sp. z o.o., w okresie III kwartału 2011 r. podwyższono kapitał zakładowy z kwoty 13.500.000 zł o kwotę 86.500.000 zł do kwoty 100.000.000 zł. poprzez utworzenie 86.500 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy, które zostały objęte w całości przez Elektrownię „Kozienice” S.A. i pokryte w formie gotówkowej. Wskazane podwyższenie kapitału zakładowego spółki jest niezbędne dla zabezpieczenia finansowego podstawowej działalności gospodarczej ELKO Trading Sp. z o.o., w związku z rozpoczęciem przez spółkę prowadzenia działalności od dnia 1 sierpnia 2011 r. W dniu 8 listopada 2011 r. dokonano wpisu do KRS ww. podwyższenia kapitału zakładowego.
- W dniu 22 sierpnia 2011 r. ENEA S.A. nabyła 21.265 udziałów w spółce „Annacond Enterprises” Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, o wartości nominalnej 500 zł/udział, stanowiących 61% kapitału zakładowego spółki. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania ww. spółka prowadziła działania przygotowawcze do podjęcia działalności operacyjnej.
- W dniu 21 września 2011 r. na rachunek papierów wartościowych ENEA S.A. wpłynęło 4.610 akcji zwykłych na okaziciela spółki Monnari Trade S.A. o wartości nominalnej 0,10 zł każda, będących zaspokojeniem wierzytelności ENEA S.A. zgłoszonej w postępowaniu upadłościowym. Tym samym ENEA S.A. stała się akcjonariuszem ww. Spółki.
- W dniu 25 listopada 2011 r. ENEA S.A. podpisała umowę przedwstępną na zakup 100% udziałów spółki celowej, która realizuje projekt budowy Farmy Wiatrowej Bardy o mocy 50 MW. Farma wytwarzać będzie ok. 150.000 MWh zielonej energii elektrycznej rocznie.
- W dniu 23 grudnia 2011 r. ENEA S.A. zawarła Umowę sprzedaży 14.750 akcji spółki Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) z Giełdą Papierów Wartościowych S.A. stanowiących 1,0172% kapitału zakładowego TGE. W dniu 29 lutego 2012 r. miało miejsce zamknięcie transakcji i przeniesienie ww. akcji na rzecz Giełdy Papierów Wartościowych S.A. W związku z zamknięciem transakcji w dacie 29 lutego 2012 r. ENEA S.A. przestała być akcjonariuszem TGE.
- W dniu 16 lutego 2012 r. ENEA S.A. zawarła Umowę sprzedaży 269.000 akcji spółki Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A. (WIRBET) z THC Fund Management Ltd. z siedzibą w Nikozji na Cyprze, stanowiących 49% kapitału zakładowego WIRBET. Jednocześnie ENEA S.A. na podstawie udzielonego mu pełnomocnictwa, w imieniu pozostałych akcjonariuszy WIRBET tj. Tauron Dystrybucja, ENERGA S.A., PGE Obrót S.A. zbyła w ramach ww. umowy także ich pakiety tj. 280.000 akcji. Przeniesienie własności akcji na THC i wydanie dokumentów akcji nastąpiło w dniu 22 marca 2012 r.

Decyzję o zbyciu ww. akcji podjęto ze względu na fakt, iż zakres działalności, jaką zajmuje się spółka WIRBET, nie wpisuje się w główny obszar działalności ENEA S.A. Zbycie pakietu akcji przyczyni się do uporządkowania struktury grupy kapitałowej w obszarze spółek stowarzyszonych i spółek, w których mniejszościowym udziałowcem jest ENEA S.A.

1.5. Opis zmian w organizacji oraz zasadach zarządzania Grupą Kapitałową

W 2011 r. wystąpiły opisane powyżej zmiany w organizacji oraz zasadach zarządzania Grupą Kapitałową ENEA. Podstawowym celem zmian organizacyjnych w 2011 r. była poprawa efektywności zarządzania strategicznego



oraz funkcjonowania wybranych obszarów działalności całej Grupy Kapitałowej ENEA. Oprócz prowadzonych procesów dokapitalizowywania spółek zależnych oraz zbycia małych pakietów w innych podmiotach („resztówek”) podejmowaliśmy w 2011 r. również działania związane z restrukturyzacją polegającą m.in. na łączeniu podmiotów.

1.6. Informacja o oddziałach

W okresie do dnia 7 lutego 2011 r. ENEA S.A. posiadała wyodrębniony w 2010 r. w strukturze organizacyjnej Spółki oddział pn. Elektrownia Biogazowa Liszkowo. Oddział, o którym mowa powyżej został wykreślony (w związku z wniesieniem zorganizowanej części przedsiębiorstwa ENEA S.A. działającego pod firmą ENEA S.A. Oddział Elektrownia Biogazowa Liszkowo jako aportu do spółki zależnej Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku). Szczegółowe informacje nt. realizacji ww. aportu zostały zamieszczone w punkcie *Restrukturyzacja majątkowa* powyżej.

Poza posiadaniem wskazanego powyżej oddziału ENEA S.A. w 2011 r. nie posiadała innych oddziałów. Poza Poznaniem funkcjonują natomiast Biura Sprzedaży, które usytuowane są w Bydgoszczy, Gorzowie Wlkp., Zielonej Górze i Szczecinie.

Spółka zależna EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. na mocy uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. z dnia 29 grudnia 2010 r. utworzyła na bazie przejętej (poprzez połączenie) spółki EWiNN Sp. z o.o. Oddział Wysokich i Najwyższych Napięć w Poznaniu. Rejestracja Oddziału miała miejsce w dniu 31 stycznia 2011 r.

2. OPIS DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ ENEA

2.1. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach

W ramach działalności podstawowej Grupa Kapitałowa ENEA (dalej: „Grupa”) zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej, jej dystrybucją i obrotem. Powyższą działalność spółki z naszej Grupy prowadzą na podstawie koncesji udzielonych im przez Prezesa URE – organ powołany do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym.

2.1.1. Wytwarzanie

2.1.1.1. Elektrownia „Kozienice” S.A.

Największym wytwórcą energii elektrycznej w Grupie jest Elektrownia „Kozienice” S.A. (dalej: Elektrownia Kozienice), która weszła w skład Grupy w październiku 2007 r. To największa krajowa elektrownia zawodowa opalana węglem kamiennym. Posiada 10 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych o łącznej mocy osiągalnej 2.905 MW. Praca Elektrowni charakteryzuje się niskim wskaźnikiem emisyjności dwutlenku węgla (w 2010 r. wskaźnik ten wynosił 880 kg/MWh, a w 2011 r. 866 kg/MWh) oraz jednym z najniższych wskaźników zużycia węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej, który w 2011 r. wynosił 0,402 Mg/MWh. Elektrownia Kozienice osiągnęła w 2011 r. ogólną sprawność wytwarzania brutto 38,7%.

Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice w latach 2010-2011 r. w MWh brutto z rozbiciem na poszczególne kwartały prezentuje tabela poniżej:

Energia elektryczna brutto wyprodukowana przez Elektrownię Kozienice [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	2 995 473,700	2 844 850,500



II kwartał	2 914 317,700	2 976 352,000
III kwartał	3 247 671,500	3 005 475,900
IV kwartał	3 160 708,700	3 062 113,100
RAZEM	12 318 171,600	11 888 791,500

Elektrownia Kozienice wyprodukowała w 2011 r. 11.888.791,5 MWh energii elektrycznej brutto. Jest to poziom niższy od produkcji osiągniętej w analogicznym okresie roku poprzedniego, kiedy Elektrownia Kozienice wyprodukowała 12.318.171,6 MWh energii elektrycznej brutto.

Od stycznia 2008 r. Elektrownia Kozienice rozpoczęła również wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych poprzez współpalanie biomasy z paliwem konwencjonalnym (węgiel kamienny) dzięki instalacji do współpalania biomasy stałej z węglem dla bloków dwustumegawatowych. W 2011 r. Elektrownia Kozienice rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 393.077,915 MWh. Dla porównania w 2010 r. Elektrownia Kozienice rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 319.150,283 MWh.

Spółka zamierza systematycznie zwiększać udział biomasy w paliwie, który w przeliczeniu na energię wytworzoną ma wynieść w 2015 r. 2,1% zgodnie z planem obniżania kosztów (wobec 1,5% obecnie).

W 2011 r. Elektrownia Kozienice zakupiła 221.260,92 tys. ton biomasy dla celów wytwarzania energii odnawialnej. W poszczególnych kwartałach lat 2010-2011 zakup biomasy przedstawia się następująco:

Zakup biomasy przez Elektrownię Kozienice [tys. ton]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	18 521,52	47 989,76
II kwartał	47 406,30	56 557,50
III kwartał	51 262,22	44 871,88
IV kwartał	58 569,12	71 841,78
RAZEM	175 759,16	221 260,92

W 2011 r. do spalania wykorzystano 219.302,8 Mg biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje „uniknięciem emisji” dwutlenku węgla w wysokości 357.286,3 Mg.

Ilość spalonej biomasy przez Elektrownię Kozienice [Mg]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	18 260,3	47 503,2



II kwartał	47 675,7	57 002,1
III kwartał	51 339,7	44 094,0
IV kwartał	59 235,0	70 703,5
RAZEM	176 510,7	219 302,8

Dzięki wykonanej modernizacji części niskoprężnej turbin 200 MW oraz części wysokoprężnej i niskoprężnej turbin 500 MW, wzrosła sprawność wytwarzania energii elektrycznej, co wpłynęło na ograniczenie jednostkowego zużycie węgla, a tym samym redukcję emisji CO₂ do atmosfery.

Ilość energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych i kogeneracji z podziałem na certyfikaty w Elektrowni Kozienice w poszczególnych kwartałach lat 2010-2011 r., kształtowała się następująco:

Energia z OZE Zielone certyfikaty [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	32 358,190	85 762,850
II kwartał	89 270,247	103 137,678
III kwartał	91 079,415	78 017,129
IV kwartał	106 442,431	126 160,258
RAZEM	319 150,283	393 077,915

Energia z kogeneracji Czerwone certyfikaty [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	32 645,480	25 022,906
II kwartał	6 105,888	10 288,000
III kwartał	7 157,417	5 212,000
IV kwartał	20 074,154	14 642,013
RAZEM	65 982,939	55 164,919



2.1.1.2. Elektrownie Wodne Sp. z o.o.

Wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zajmuje się także spółka zależna Elektrownie Wodne Sp. z o.o. (dalej: Elektrownie Wodne). W ramach działalności Spółki funkcjonuje 21 elektrowni wodnych, farma wiatrowa oraz elektrownia biogazowa.

Ilości energii wytworzonej z 21 elektrowni wodnych, wprowadzonej do sieci oraz uzyskanych z tego tytułu zielonych certyfikatów w poszczególnych kwartałach lat 2010-2011 r. przedstawiała się następująco:

Energia wytworzona z OZE, za które Elektrownie Wodne otrzymują zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	35 597,833	54 598,828
II kwartał	38 755,730	36 672,164 (36 669,033)*
III kwartał	33 119,587	33 866,147
IV kwartał	47 766,155	35 342,222
RAZEM	155 239,305	160 479,361

Energia wprowadzona do sieci [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	35 105,623	53 708,701 (53 720,821)**
II kwartał	38 318,564	36 304,739 (36 322,964)**
III kwartał	32 657,884	33 391,702
IV kwartał	47 009,943	34 779,462
RAZEM	153 092,014	158 184,604

*korekta ilości energii wytworzonej uprawniającej do ubiegania się o przyznanie świadectw pochodzenia do produkcji za okres rozruchu technologicznego EW Oborniki (energia nie zaliczona do świadectw pochodzenia przez URE)

** korekta ilości energii wprowadzonej do sieci za okres rozruchu technologicznego EW Oborniki (energia uznana za wprowadzoną do sieci przez ENEA Operator Sp. z o.o.)

Obecnie w obszarze działalności spółki Elektrownie Wodne znajduje się działalność związana z rozwojem projektów farm wiatrowych. W zakresie energetyki wiatrowej rozwijany jest projekt o mocy 15 MW, w ramach realizacji którego zabezpieczono grunty, doprowadzono do zmiany w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego gminy, uwzględniającej możliwość posadowienia na jej terenie turbin wiatrowych wraz z infrastrukturą wewnętrzną oraz uzyskano warunki przyłączenia do sieci. Uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach na realizację przedsięwzięcia planowane jest na II kwartał 2012 r. a rozpoczęcie budowy na IV kwartał 2012 r.



Na mocy Uchwały Zgromadzenia Wspólników zatwierdzającej korektę Planu rzeczowo–finansowego na lata 2010–2012, spółka Elektrownie Wodne odstąpiła od realizacji projektów, dla których nie uzyskano zmiany w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego w ustawowym terminie pozwalającym na uzupełnienie wniosku o przyłączenie do sieci. Obok rozwijanego projektu o mocy 15 MW oraz potencjalnego projektu o planowanej mocy 30-36 MW, spółka prowadzi poszukiwania projektów farm wiatrowych możliwych do nabycia na etapie pozwolenia na budowę lub pozwolenia na użytkowanie.

W ramach powyższych prac sfinalizowano zakup funkcjonującej elektrowni wiatrowej o mocy 6 MW, zlokalizowanej w woj. pomorskim (Farma Wiatrowa Darżyno). Złożono również niewiążące oferty ostateczne zakupu projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 84 MW, posiadających prawomocne pozwolenia na budowę i przewidzianych do realizacji w latach 2011-2012, z których w ostatecznych negocjacjach znajduje się projekt o mocy 10 MW. Spółka zakończyła również due diligence projektu farmy wiatrowej o mocy 86 MW i jest w trakcie analizy jego ryzyk oraz wyceny.

Ponadto w celu zwiększenia mocy wytwórczych spółki, zakończyła się budowa małej elektrowni wodnej w Obornikach Wielkopolskich na rzece Wełna. Szacowana średnioroczna wielkość produkcji energii wytworzonej w elektrowni w Obornikach Wielkopolskich to 1.440 MWh.

W ramach działalności z obszaru inwestycji w odnawialne źródła energii, w 2010 r. ENEA S.A. dokonała zakupu nowo wybudowanej elektrowni biogazowej zlokalizowanej w miejscowości Liszkowo gm. Rojewo woj. kujawsko-pomorskie o mocy elektrycznej 2,1 MW. Obiekt jest nowatorski w skali kraju, reprezentuje wysoki poziom techniczny, pełni funkcję zakładu utylizacji ubocznego produktu biomasowego, niskoenergetycznego (głównie wywaru pogorzelnianego). Szczegółowe informacje w tym zakresie przekazane zostały w poprzednich raportach okresowych. Biogazownia Liszkowo jako pierwszy i eksperymentalny obiekt tego typu w kraju jest ciągle w fazie zbierania doświadczeń i analiz jak optymalnie eksploatować tego typu instalacje.

Poniżej zaprezentowano wielkości produkcji oraz liczbę świadectw pochodzenia energii z elektrowni biogazowej Liszkowo w poszczególnych kwartałach lat 2010–2011:

Wielkość produkcji energii i ilość świadectw pochodzenia energii [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	1 878,640	2 686,912
II kwartał	2 208,104	1 776,040
III kwartał	1 582,072	1 539,160
IV kwartał	1 783,160	173,768*
RAZEM	7 451,976	6 175,880

* W związku z rozwiązaniem umowy z dotychczasowym operatorem Elektrowni Biogazowej w Liszkowie w IV kwartale 2011 r. Elektrownie Wodne Sp. z o.o. musiała wykonać niezbędny przegląd i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji. W związku z prowadzonymi pracami w IV kwartale 2011 r. niemożliwe było dozowanie świeżych substratów do mieszaniny fermentacyjnej. W konsekwencji tego otrzymana niska produkcja energii elektrycznej powstała na skutek samoczynnego wygazowywania się mieszaniny fermentacyjnej dozowanej we wcześniejszych miesiącach. Wznawianie pracy instalacji i produkcji energii elektrycznej zaplanowano na I kwartał 2012 r.



Wielkość produkcji ze sfinalizowanej transakcji zakupu elektrowni wiatrowej 6 MW:

Energia wytworzona przez Farmę Wiatrową Darżyno, za które Spółka Elektrownie Wodne otrzymuje zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii [MWh]	
Okres	2011 r.
I kwartał	Nie dotyczy
II kwartał	3 614,483
III kwartał	3 593,365
IV kwartał	5 711,148
RAZEM	12 918,996

Energia wprowadzona do sieci [MWh]	
Okres	2011 r.
I kwartał	Nie dotyczy
II kwartał	3 614,483
III kwartał	3 577,583
IV kwartał	5 674,021
RAZEM	12 866,087

2.1.1.3. Elektrociepłownia Białystok S.A.

Podstawowymi jednostkami produkcji energii elektrycznej i ciepła w Elektrociepłowni Białystok S.A. (dalej Elektrociepłownia Białystok) są trzy bloki ciepłownicze o łącznej mocy cieplnej 505,2 MWt oraz osiągalnej mocy elektrycznej 165,7 MWe. Dodatkowo w układzie technologicznym funkcjonuje, jako szczytowe źródło ciepła, kocioł wodny o mocy cieplnej 81,5 MWt. Zdolności produkcyjne elektrociepłowni pokrywają w 75% roczne zapotrzebowanie na ciepło przez aglomerację białostocką. Pozostałe 25% energii produkowane jest w Ciepłowni Zachód należącej do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Białymstoku (MPEC).

Produkcja i sprzedaż ciepła

Właścicielem miejskiego systemu ciepłowniczego oraz głównym klientem Elektrociepłowni w zakresie odbioru ciepła jest MPEC Białystok Sp. z o.o.

W Elektrociepłowni Białystok produkowane są równolegle energia elektryczna i ciepła w postaci gorącej wody do CO i CWU oraz para technologiczna dla potrzeb szpitali i zakładów przemysłowych. Udział produkcji pary technologicznej w produkcji energii cieplnej ogółem wynosi średniorocznie ok. 13%. Poza sezonem grzewczym elektrociepłownia produkuje ciepło tylko na potrzeby ciepłej wody użytkowej i parę technologiczną o łącznej mocy cieplnej około 50 MWt.



Produkcja ciepła [GJ]		
Okres	2010 r.	2011 r.
Woda	3 598 116	3 217 952
Para	412 451	378 276

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej

Proces produkcji energii w Elektrociepłowni Białystok odbywa się w systemie skojarzonym. Skojarzone wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej jest procesem technologicznym, w którym następuje jednoczesne wykorzystanie energii chemicznej paliwa do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Stosowanie takiej technologii przynosi korzyści energetyczne, ekonomiczne oraz ekologiczne. Jest to najbardziej efektywny sposób wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej. Dodatkowo istnieje możliwość generacji energii elektrycznej przy wykorzystaniu turbozespołu upustowo-kondensacyjnego.

Energia elektryczna sprzedawana jest na rynku hurtowym poprzez kontrakty bilateralne oraz na TGE. Elektrociepłownia Białystok sprzedaje również energię na poziomie napięcia 15 i 0,4 kV do zakładów przemysłowych położonych w bezpośrednim sąsiedztwie.

Produkcja energii elektrycznej [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	165 568,177	187 413,378
II kwartał	74 262,147	101 868,669
III kwartał	72 550,252	103 803,962
IV kwartał	149 004,534	165 252,758
RAZEM	461 385,110	558 338,767

Sprzedaż energii elektrycznej z produkcji własnej [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	140 893,323	162 924,271
II kwartał	62 280,833	87 396,465
III kwartał	60 059,679	89 281,989



IV kwartał	128 379,401	143 103,777
RAZEM	391 613,236	482 706,502

Oprócz handlu energią elektryczną na rynku hurtowym Elektrociepłownia Białystok prowadzi sprzedaż energii do odbiorców końcowych (sprzedaż bezpośrednią). Dostawa energii odbywa się liniami kablowymi bezpośrednimi należącymi do odbiorców. Odbiorcami w tym segmencie sprzedaży są spółki i zakłady przemysłowe zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie Elektrociepłowni Białystok. Sprzedaż bezpośrednia prowadzona jest na poziomie napięć 0,4 i 15 kV. W przypadku odbiorców 0,4 kV pobór energii odbywa się z rozdzielni potrzeb własnych elektrociepłowni, natomiast w przypadku odbiorców 15 kV odbiór ten odbywa się z rozdzielni 15 kV specjalnie dedykowanej do celów tej sprzedaży i zasilanej z dwóch transformatorów trójzwojowych 110/15/6.

Prawa majątkowe OZE i CHP

W 2008 r. Elektrociepłownia Białystok przekazała do eksploatacji nową instalację do produkcji w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii (biomasy). Specjalnie zaprojektowane palenisko, tzw. złożo fluidalne (BFB) stanowi podstawowy element kotła biomasowego, powstałego w wyniku konwersji istniejącego kotła węglowego OP 140. Aktualnie, w fazie realizacji jest konwersja drugiego, bliźniaczego kotła OP 140 na kocioł biomasowy ze złożem fluidalnym. Termin realizacji inwestycji przewidywany jest na koniec 2012 r.

W celu maksymalizacji produkcji energii z OZE wytwarzanej w układzie hybrydowym (kocioł węglowy oraz kocioł biomasowy) wykorzystuje się turbozespoł kondensacyjny TZ4, zasilany parą upustową turbozespołu ciepłowniczego TZ1 o ciśnieniu 1,0 MPa.

Energia elektryczna wytworzona w jednostce wytwórczej OZE [MWh]*		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	39 837,255	48 006,903
II kwartał	15 841,620	44 532,263
III kwartał	9 037,287	52 236,214
IV kwartał	49 311,293	49 494,485
RAZEM	114 027,455	194 269,865

Energia elektryczna wytworzona w jednostce kogeneracji CHP [MWh]**		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	165 568,177	187 413,378
II kwartał	74 262,147	101 868,669
III kwartał	72 550,252	103 803,962



IV kwartał	149 004,534	71 354,917
RAZEM	461 385,110	464 440,926

*ilość energii elektrycznej, dla której Spółka ma prawo do ubiegania się o prawa majątkowe wynikające z świadectw pochodzenia - potocznie "certyfikaty zielone"

**ilość energii elektrycznej, dla której Spółka ma prawo do ubiegania się o prawa majątkowe wynikające z świadectw pochodzenia z Kogeneracji - potocznie „certyfikaty czerwone”

Pozostałe źródła

Ponadto w zakresie prac związanych z pozyskiwaniem energii ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji w MEC Piła Sp. z o.o. (spółce należącej do Grupy) przygotowano projekt pt. „Budowa Bloku Kogeneracyjnego na biomasę w technologii ORC na Kotłowni Rejonowej KR-Koszyce w Pile”, który uzyskał dofinansowanie z Unii Europejskiej ze środków Funduszu Spójności w ramach działania 9.1 *Wysokosprawne wytwarzanie energii* priorytetu IX *Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna* Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013. Przeprowadzona szczegółowa analiza projektu, oraz zaktualizowanych warunków zewnętrznych i wewnętrznych wykazała zasadność jego modyfikacji poprzez zastąpienie instalacji ORC opartej na biomasie źródłem kogeneracyjnym zasilanym gazem ziemnym. Spółka wystąpiła do instytucji wdrażającej i finansującej środki pomocowe o wyrażenie zgody na modyfikację projektu. Instalacja kogeneracyjna zasilana gazem ziemnym o mocy elektrycznej 10 MWe oraz mocy cieplnej 9 MW będzie produkować energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu spełniającym wymogi wysokosprawnej kogeneracji.

W dniu 11 maja 2011 r. ENEA S.A. zakupiła Spółkę DOBITT ENERGIA Sp. z o.o. zlokalizowaną w województwie dolnośląskim. Spółka jest właścicielem projektu budowlanego elektrowni biogazowej (rolniczej) o mocy elektrycznej 1,6 MW, oraz prawomocnego pozwolenia na budowę. Budowę elektrowni biogazowej rozpoczęto w czerwcu 2011 r. Do końca 2011 r. zakończono budowę w stanie surowym zamkniętym: fermentatorów, zbiorników na poferment oraz budynku technicznego. Rozruch technologiczny bioelektrowni planowany jest na koniec czerwca 2012 r.

W listopadzie 2011 r. ENEA S.A. podpisała umowę przedwstępną na zakup 100% udziałów spółki celowej, która realizuje projekt budowy farmy wiatrowej o mocy 50 MW. Farma wytwarzać będzie ok. 150.000 MWh zielonej energii elektrycznej rocznie.

Całkowita moc wytwórcza

Całkowita moc wytwórcza Grupy Kapitałowej ENEA wynosi 3.139,27 MW i obejmuje:

- 2.905 MW w Elektrowni Kozienice (produkowana jest również niewielka ilość energii cieplnej - moc cieplna elektrowni wynosi 266 MWt),
- 60,14 MW w 21 elektrowniach wodnych,
- 2,13 MW w biogazowni w Liszkowie,
- 166 MW w Elektrociepłowni Białystok,
- 6 MW w Elektrowni wiatrowej Darżyno.

2.1.2. Dystrybucja

W naszej Grupie za dystrybucję energii elektrycznej odpowiada ENEA Operator Sp. z o.o. (dalej „ENEA Operator”), która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Sieć dystrybucyjna ENEA Operator obejmuje swym zasięgiem obszar około 20% powierzchni kraju, zlokalizowany w północno-zachodniej części Polski. ENEA Operator dysponuje liniami energetycznymi o długości ponad 129.000 km (wraz z przyłączami) oraz ponad 35.000 stacjami elektroenergetycznymi (stan na dzień 31 grudnia 2011 r.).

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, ENEA Operator jako operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialna m.in. za:

- prowadzenie ruchu sieciowego sieci dystrybucyjnej,
- eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej, zapewniające jej niezawodną pracę,

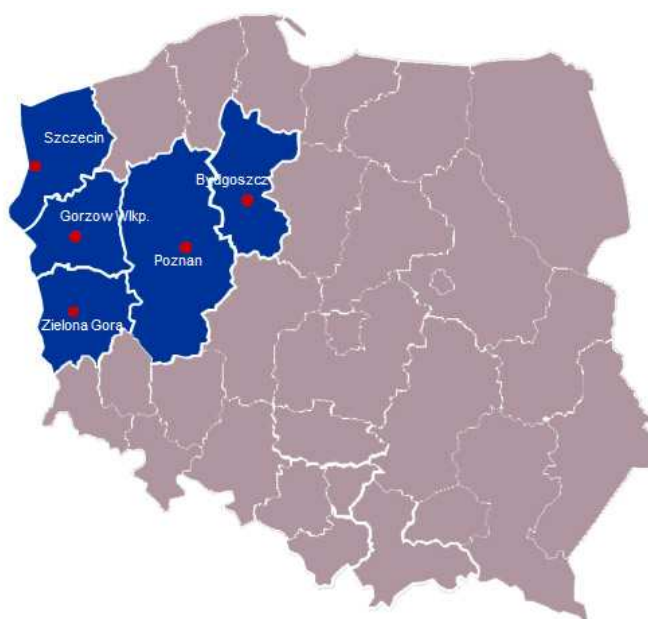


- zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej oraz planowanie rozwoju sieci, w tym przyłączenie odnawialnych źródeł energii,
- bilansowanie systemu,
- zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
- zakup energii elektrycznej na potrzeby pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej.

ENEA Operator dostarcza energię elektryczną do ponad 2,39 mln klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce. Wykorzystuje do tego sieć dystrybucyjną pokrywającą ponad 20% terytorium kraju, w tym ponad 109 tysięcy km linii energetycznych (ponad 127 tysięcy wraz z przyłączami).

Spółka działa na obszarze 58.213 km², na terenie 5 województw: wielkopolskiego, zachodnio-pomorskiego, lubuskiego, kujawsko-pomorskiego oraz, w niewielkiej części, dolnośląskiego.

Ze względu na wielkość, Spółka prowadzi działalność w ramach rozbudowanej struktury terenowej - siedziby pięciu Oddziałów znajdują się w Poznaniu, Bydgoszczy, Gorzowie Wielkopolskim, Szczecinie i Zielonej Górze.



Poniżej zaprezentowano zestawienie ilości energii elektrycznej dostarczonej do klientów przyłączonych do sieci ENEA Operator i mających zawarte umowy kompleksowe z ENEA S.A.:

Ilość energii elektrycznej [TWh]		
2009 r.	2010 r.	2011 r.
16,79	15,53	14,74

Poniżej zaprezentowano zestawienie ilości energii elektrycznej dostarczonej do wszystkich klientów przyłączonych do sieci ENEA Operator (obejmuje również klientów, którzy wybrali innego sprzedawcę niż ENEA S.A.).

Ilość energii elektrycznej [TWh]		
2009 r.	2010 r.	2011 r.
16,25	16,98	17,10



2.1.3. Obrót

W ramach Grupy Kapitałowej ENEA hurtowy obrót energią elektryczną oraz sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym należy w znacznej części do ENEA S.A., dla której jest on głównym przedmiotem działalności.

Na podstawie zgody wyrażonej przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy ENEA S.A. w dniu 29 czerwca 2011 r., o czym Spółka informowała raportem bieżącym nr 19/2011, z dniem 1 sierpnia 2011 r. została dokonana reorganizacja w ramach Grupy, w wyniku której kompetencje w zakresie handlu hurtowego zostały przeniesione do spółki celowej - ELKO Trading Sp. z o.o. Spółka ta odpowiada względem ENEA m.in. za prowadzenie portfela energii elektrycznej oraz sprzedaż praw majątkowych na rzecz klientów ENEA S.A., nabywanie energii na rynku hurtowym, rozliczenia oraz pełni funkcję operatora handlowego (OH).

W 2011 r. całkowita sprzedaż w ramach obrotu energią wyniosła (bez uwzględniania niezafakturowanej sprzedaży statystycznej - data odczytu przypada po dniu kończącym dany rok obrotowy) około 15,5 TWh, w tym sprzedaż odbiorcom detalicznym około 14,7 TWh, przy czym sprzedaż odbiorcom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator wyniosła około 2,1 TWh. Liczba odbiorców końcowych według stanu na 31 grudnia 2011 r. wynosiła około 2,4 mln.

W roku 2011 r. działalność na rynku hurtowym związaną z obrotem energią elektryczną prowadziła również Elektrownia Kozienice. W ramach koncesji na obrót sprzedaż energii elektrycznej w 2011 r. wynosiła 1.261,5 GWh, przy czym w 2010 r. Elektrownia Kozienice zrealizowała sprzedaż energii elektrycznej na poziomie 242 GWh.

2.1.4. Pozostała działalność

Ponadto spółki z naszej Grupy prowadzą działalność dodatkową wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej, w tym, między innymi, zajmują się:

- budową, rozbudową, modernizacjami i remontami sieci i urządzeń energetycznych,
- projektowaniem, konstruowaniem, produkcją i sprzedażą urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej,
- usługami związanymi z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia,
- usługami transportowymi (w tym sprzedażą oraz serwisem i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu), oraz
- działalnością socjalną (obiekty turystyczne, usługi gastronomiczne i rekreacyjne, ochrona zdrowia).

2.2. Rynki zbytu

Portfel odbiorców, którym sprzedajemy energię elektryczną jest w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Obecnie sprzedajemy energię elektryczną do ponad 2,4 mln odbiorców, w tym ponad 2,1 mln odbiorców indywidualnych oraz około 0,3 mln odbiorców biznesowych. W 2011 r. wartość przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców wyniosła 1,48% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców wyniósł 10,2%.

2.2.1. Sprzedaż odbiorcom końcowym

Sprzedajemy swoim odbiorcom energię elektryczną oraz oferujemy usługi kompleksowe (sprzedaż energii oraz usługi dystrybucji) w ramach następujących zespołów grup taryfowych określonych w taryfach dla energii elektrycznej:

Zespół grup taryfowych	Opis
Zespół grup taryfowych A	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci wysokiego napięcia



Zespół grup taryfowych B	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci średniego napięcia
Zespół grup taryfowych C	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci niskiego napięcia, z wyłączeniem odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych
Zespół grup taryfowych G	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom zużywającym energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci niezależnie od poziomu napięcia

Oferta kierowana jest do odbiorców na rynku krajowym.

W praktyce w zespołach grup taryfowych A i B są rozliczane głównie duże przedsiębiorstwa, działające m.in. w branży chemicznej, cementowej, hutniczej, samochodowej, papierniczej, przetwórstwa drewna, przetwórstwa metali, usług komunalnych oraz usług portowych. W zespole grup C rozliczane są obiekty przyłączone do sieci niskiego napięcia nie będące gospodarstwami domowymi, jak np. sklepy, punkty usługowe, hotele, miasta i gminy na potrzeby oświetlenia ulic, natomiast w zespole grup taryfowych G rozliczani są odbiorcy zużywający energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych oraz związanych z nimi pomieszczeń gospodarczych.

Z reguły ENEA S.A. zawiera umowy kompleksowe na czas nieokreślony, natomiast umowy sprzedaży energii (bez usługi dystrybucji energii), w tym umowy z odbiorcami przyłączonymi do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator, są najczęściej zawierane na czas określony wynoszący zwykle 12 miesięcy.

Okresy wypowiedzenia są najczęściej ustalane na jeden miesiąc (około 2,3 mln umów), rzadziej na dwa, trzy lub sześć miesięcy (około 0,1 mln umów).

2.2.2. Sprzedaż pozostała

Uczestnicząc w krajowym obrocie energią elektryczną realizujemy również sprzedaż na rynku hurtowym innym przedsiębiorstwom obrotu (z dniem 1 sierpnia 2011 r. realizacja przez spółkę ELKO Trading Sp. z o.o.), które równoważą w ten sposób własne pozycje kontraktowe. Wolumen sprzedaży wynika głównie z naszych działań zmierzających do zrównoważenia zapotrzebowania na energię elektryczną z zawartymi wcześniej kontraktami w każdej godzinie, co prowadzi do optymalizacji ekspozycji na rynku bilansującym.

2.2.3. Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych zespołach grup taryfowych w ujęciu wartościowym (bez uwzględniania niezafakturowanej sprzedaży statystycznej) kształtowały się następująco:

Wyszczególnienie	Przychody ze sprzedaży energii odbiorcom końcowym [tys. zł]		
	2010 r.	2011 r.	Dynamika
Zespół grup taryfowych A	352 703,6	503 489,1	142,8%
Zespół grup taryfowych B	1 574 055,3	1 349 281,0	85,7%
Zespół grup taryfowych C	1 021 673,5	898 785,8	88,0%



Zespół grup taryfowych G	1 110 758,6	1 190 128,6	107,7%
RAZEM	4 059 191,0	3 941 684,5	97,1%

W roku 2011 w stosunku do roku 2010 największy wzrost przychodów ze sprzedaży wystąpił w zespole grup taryfowych A. i wyniósł 42,8%. Natomiast największy spadek przychodów ze sprzedaży energii zanotowano w zespole grup taryfowych B. Spadek ten wyniósł 14,3%. W 2011 r. przychody ze sprzedaży energii były niższe o 117.506,5 tys. zł, tj. o 2,9% w stosunku do 2010 r.

Wielkości spadku przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej były zbliżone z wielkościami spadku wolumenu sprzedawanej energii.

Sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych zespołach grup taryfowych w ujęciu ilościowym (bez uwzględniania niezafakturowanej sprzedaży statystycznej) kształtowała się następująco:

Wyszczególnienie	Sprzedaż energii [MWh]		
	2010 r.	2011 r.	Dynamika
Zespół grup taryfowych A	1 532 206	2 171 771	141,7%
Zespół grup taryfowych B	6 007 113	5 103 742	85,0%
Zespół grup taryfowych C	3 486 353	3 010 626	86,4%
Zespół grup taryfowych G	4 505 792	4 460 507	99,0%
RAZEM	15 531 464	14 746 646	94,9%

W roku 2011 w stosunku do roku 2010 wzrost wolumenu sprzedaży wystąpił w zespole grup taryfowych A. Największy wzrost wolumenu sprzedaży o 41,7% wystąpił w zespole grup taryfowych A. Natomiast największy spadek sprzedaży energii zanotowano w zespole grup taryfowych B. W 2011 r. łączna sprzedaż energii była niższa o 784.818 MWh, tj. o 5,1% w stosunku do 2010 r.

2.3. Rynki zaopatrzenia

2.3.1. Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez ENEA S.A.

W związku ze zmianami organizacyjnymi i wydzieleniem od 1 sierpnia 2011 r. zakresu działalności związanego z rynkiem hurtowym do spółki celowej ELKO Trading Sp. z o.o. wszystkie umowy związane z rynkiem hurtowym (także te zawarte przez ENEA S.A.) są obsługiwane i administrowane przez spółkę zależną. W 2011 r. hurtowy portfel energii elektrycznej był w znacznym stopniu zdywersyfikowany.

Istotną część energii sprzedawanej przez ENEA S.A. stanowiła energia nabyta na rynkach towarowych prowadzonych przez TGE. Pozostała część kontraktów zakupowych zawierana była w ramach transakcji bilateralnych (w tym także z ELKO Trading Sp. z o.o.) oraz zrealizowana w procesie bilansowania jednostki graficznej na rynku bilansującym (dokonywanie transakcji na rynku bilansującym Operatora Systemu Przesyłowego wynikających z różnicy pomiędzy pozycją handlową planowaną a pozycją rzeczywistą).



2.3.2. Zakup usługi dystrybucji

Celem realizacji sprzedaży usług kompleksowych (sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej) odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci ENEA Operator, Spółka nabywa usługi dystrybucji energii elektrycznej od ENEA Operator na podstawie zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

2.3.3. Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez Elektrownię Kozienice

Od dnia 9 sierpnia 2010 r. Elektrownia Kozienice jest zobowiązana do sprzedaży co najmniej 15% wytworzonej energii elektrycznej poprzez Giełdę Energii. Taki kierunek zakupu jest konsekwencją wzrostu obrotów na rynku giełdowym jako efektu zmian nakładających na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem obowiązek wynikający z art. 49a ustawy Prawo Energetyczne (przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym, z zastrzeżeniem iż przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną w całości w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym lub na giełdach towarowych).

W ramach realizacji tego obowiązku sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej na TGE, w okresie 2011 r. stanowiła około 93,4% sprzedanej i wytworzonej energii elektrycznej.

Pozostała część energii elektrycznej sprzedawana jest na rynku bilansującym (2,8%), poza GK ENEA (3,8% dla kontraktów zawartych przed wejściem w życie ustawy nowelizującej Prawo energetyczne z dnia 8 lutego 2010 r.), jak również przeznaczana jest na pokrycie rezerw mocy w ramach regulacyjnych usług systemowych oraz znikomych ilości sprzedawanych lokalnym odbiorcom końcowym.

Z dniem 1 sierpnia 2011 r. w ramach Grupy została dokonana reorganizacja, w wyniku której kompetencje w zakresie handlu hurtowego zostały przeniesione do spółki celowej - ELKO Trading Sp. z o.o. spółka ta odpowiada względem ENEA m.in. prowadzenie portfela energii elektrycznej oraz praw majątkowych na rzecz klientów ENEA S.A., nabywanie energii na rynku hurtowym, rozliczenia oraz pełni funkcję OH, natomiast dla Elektrowni Kozienice od listopada 2011 r. dokonuje wsparcia analitycznego procesów handlowych w zakresie energii elektrycznej, oraz aktualnie prowadzi rozliczenia w pełnym zakresie (energia elektryczna, prawa majątkowe oraz paliwa produkcyjne) oraz pełni funkcję OHT dla ELKO.

Osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej Elektrowni Kozienice wynosi 2.905 MW. Techniczny potencjał wytwórczy Elektrowni Kozienice wynosi 14,1 TWh netto (15,0 TWh brutto) rocznie.

W latach 2005 -2011 Elektrownia wytworzyła odpowiednio 11,2; 12,3; 11,5; 10,9; 11,2; 11,4 ; 11,0 TWh całkowitej energii elektrycznej netto (co odpowiada wolumenom energii elektrycznej brutto 12,1; 13,2; 12,4; 11,8; 12,1; 12,3 i 11,9 TWh).

Elektrownia Kozienice wyprodukowała w 2011 r. 11,9 TWh energii brutto. Przy uwzględnieniu obecnej wielkości i sprawności mocy wytwórczych Elektrowni Kozienice oraz poziomu planowanego przydziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 (9,6 mln ton rocznie), Elektrownia Kozienice może obecnie wytwarzać bez konieczności zakupu dodatkowych uprawnień jedynie około 10,9 TWh brutto rocznie.

W 2011 r. Elektrownia Kozienice w ramach rynku hurtowego dokonała zakupu energii elektrycznej w ramach umów dwustronnych oraz na platformach obrotu w ilości 1.261,5 GWh, w tym w ramach GK ENEA w ilości 199,6 GWh oraz od podmiotów nienależących do GK ENEA w ilości 1.061,9 GWh.

Mając na uwadze ujęcie w Strategii Korporacyjnej Grupy na lata 2010–2015 z perspektywą do 2020 r. utworzenie Spółki zajmującej się handlem hurtowym energią elektryczną, w dniu 21 października 2010 r. zawieszono spółkę ELKO Trading Sp. z o.o. z siedzibą w Świerżach Górnych. Wszystkie udziały w Spółce zostały objęte przez Elektrownię Kozienice. W dniu 20 lipca 2011 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki dokonało podwyższenia kapitału zakładowego do kwoty 100.000.000 zł, tj. o kwotę 86.500.000 zł poprzez utworzenie 86.500 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy. Elektrownia Kozienice objęła wszystkie nowoutworzone udziały i pokryła je w formie gotówkowej. Przedmiotem działalności Spółki ELKO



Trading Sp. z o.o. jest handel hurtowy energią elektryczną, prawami majątkowymi, uprawnieniami do emisji CO₂ oraz paliwami produkcyjnymi.

2.3.4. Zakup usług przesyłowych od PSE Operator

W roku 2011 ENEA Operator dokonała zakupu usług przesyłowych od PSE Operator S.A. stanowiących 6,66% przychodów ze sprzedaży netto Grupy. PSE Operator S.A. nie jest podmiotem powiązany w stosunku do ENEA S.A.

2.3.5. Zaopatrzenie w węgiel

Węgiel kamienny jest podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej przez podstawowe aktywa wytwórcze Emitenta, tj. Elektrownię Kozienice (sytuacja u innych wiodących firm energetycznych w Polsce wygląda analogicznie). W 2011 r. koszty węgla stanowiły około 45% kosztów operacyjnych.

W zakresie dostaw węgla podmioty z Grupy Kapitałowej Emitenta uzależnione są od Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A., Katowickiego Holdingu Węglowego S.A., Kompani Węglowej S.A. oraz Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Polski rynek dostaw węgla jest wysoce zmonopolizowany przez spółki należące do Skarbu Państwa, które kontrolują zdecydowaną większość krajowych dostaw węgla w ujęciu ilościowym, wyłączając spółkę Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która w 2010 r. stała się spółką prywatną.

Głównym dostawcą węgla kamiennego do Elektrowni jest Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., który w 2011 r. dostarczył ok. 3,1 mln ton, co stanowi ok. 61% tego surowca w ujęciu ilościowym. Główną przyczyną wyboru Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A., jako głównego dostawcy, jest jego niedaleka odległość od Elektrowni wynosząca 130 km, podczas gdy większość polskich kopalni zlokalizowana jest na terenie Górnego Śląska w odległości przekraczającej 300 km. Węgiel z kopalni Bogdanka charakteryzuje się wysoką zawartością siarki, a jego samodzielne spalanie powodowałoby, z uwagi na obecną wydajność instalacji odsiarczania w Elektrowni Kozienice, przekroczenie dopuszczalnych norm emisji siarki. Z tego powodu, a także w celu dywersyfikacji dostaw, Elektrownia zawarła umowy na dostawę węgla kamiennego z dostawcami z Górnego Śląska, tj. z Katowickim Holdingiem Węglowym S.A., Kompanią Węglową S.A. oraz Jastrzębską Spółką Węglową S.A. Z LW „Bogdanka” S.A. i KHW S.A. Elektrownia posiada ramowe umowy wieloletnie, w ramach których, każdego roku ustalana jest cena oraz ilość dostarczanego węgla. Z pozostałymi dostawcami zawierane są umowy krótkoterminowe z okresem realizacji do jednego roku.

2.3.6. Transport węgla

Podstawowym środkiem transportu, wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice w roku 2011 był transport kolejowy. Ponad 90% dostaw tego surowca do Elektrowni Kozienice było realizowane przez przewoźnika PKP Cargo S.A., największego przewoźnika kolejowego w Polsce, z którym została zawarta umowa na przewóz węgla do Elektrowni z kopalni Lubelski Węgiel „Bogdanka S.A. oraz kopalń Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. i Kompanii Węglowej S.A. w wyniku przeprowadzonego postępowania publicznego w trybie nieograniczonym. Około 10% przewozów węgla zostało zakupione przez Elektrownię na zasadach, gdzie dostawca sprzedaje węgiel wraz z jego transportem do Elektrowni.

2.4. Informacje o zawartych umowach

2.4.1. Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA

Poniżej przedstawione zostały istotne umowy zawarte przez naszą Grupę, tj. umowy, których zamieszczenie jest w ocenie Spółki uzasadnione ze względu na znaczenie tych umów dla prowadzonej przez nas działalności. Za wyjątkiem umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartych z PSE Operator oraz umowy na wykonanie usługi przewozu węgla zawartej z PKP Cargo nie jesteśmy uzależnieni od innych umów przemysłowych, handlowych lub finansowych. W przypadku rozwiązania umów z PSE Operator będziemy zmuszeni do zawarcia umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej na nowych warunkach, natomiast w przypadku rozwiązania umowy z PKP Cargo, który jest największym przewoźnikiem kolejowym w Polsce, możemy mieć trudności z zapewnieniem ciągłości dostaw węgla do Elektrowni Kozienice. W zakresie dostaw węgla jesteśmy uzależnieni od dwóch dostawców: Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A., który dostarczył nam w roku 2011 61% węgla w ujęciu ilościowym oraz Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. Ponadto od



kolejnych dwóch dostawców: Kompanii Węglowej S.A. oraz Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Elektrownia Kozienice dokonuje zakupów uzupełniających.

Wszystkie umowy, na podstawie których realizowane były dostawy węgla do Elektrowni Kozienice w roku 2011, opisane w niniejszym punkcie zostały zawarte w toku normalnej działalności.

Umowy na podstawie, których realizowane były dostawy węgla energetycznego w roku 2011:

Umowa Wieloletnia z dnia 31 grudnia 2003 r. zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Lubelskim Węgłem „Bogdanka” S.A.

Przedmiotem umowy jest określenie ramowych zasad wieloletnich dostaw węgla energetycznego, w szczególności terminów dostaw, podstawowych ilości i parametrów jakościowych węgla. Umowa zakończona, obowiązywała w okresie od 31 grudnia 2003 r. do 31 marca 2011 r.

Umowa wieloletnia przewidywała zawieranie umów rocznych precyzujących warunki dostaw w kolejnych okresach takich jak: ceny, szczegółowe wielkości dostaw oraz szczegółowe warunki dostaw i odbioru (w tym tryb i zasady obiegu dokumentów, zasady oznaczania ilości węgla, zasady dokonywania jego pomiaru, tryb postępowania reklamacyjnego). Umowa zawierała klauzulę, która zobowiązywała Strony umowy, w przypadku znaczących zmian warunków wykonywania umowy, do podjęcia renegotjacji warunków kontraktu. Umowa przewidywała kary umowne za dostarczenie węgla o parametrach gorszych od parametrów granicznych określonych w umowach rocznych oraz za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie dostaw. Każda ze stron mogła rozwiązać umowę z zachowaniem rocznego okresu wypowiedzenia, którego początek przypadał na pierwszy dzień kwartału.

Umowa Wieloletnia nr UW/LW/01/2010 z dnia 4 marca 2010 r. zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Lubelskim Węgłem „Bogdanka” S.A.

Okres obowiązywania Umowy: 4 marca 2010 r. – 31 grudnia 2025 r. Przedmiotem umowy jest określenie ramowych zasad wieloletnich dostaw węgla energetycznego, w szczególności terminów dostaw, podstawowych ilości i parametrów jakościowych węgla. Umowa wieloletnia przewiduje zawieranie umów rocznych w formie załączników precyzujących warunki dostaw w kolejnych okresach takich jak: ceny, szczegółowe wielkości dostaw oraz szczegółowe warunki dostaw i odbioru (w tym tryb i zasady obiegu dokumentów, zasady oznaczania ilości węgla, zasady dokonywania jego pomiaru, tryb postępowania reklamacyjnego). Cena na dany rok kalendarzowy ustalana będzie w drodze negocjacji, zgodnie z wyznaczonymi terminami negocjacyjnymi. Umowa zawiera klauzulę, która umożliwia w przypadku znaczących zmian warunków rynkowych, każdej ze stron wystąpienie o renegotjację warunków umowy. Umowa przewiduje kary umowne za dostarczenie węgla o parametrach gorszych od parametrów granicznych określonych w umowach rocznych oraz za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie dostaw. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem dwuletniego okresu wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień roku następnego, w przypadku braku uzgodnienia ceny na kolejny rok kalendarzowy w przynajmniej trzech terminach negocjacyjnych. W dniu 23 stycznia 2012 r. Zarząd Elektrowni Kozienice, zawarł z firmą Lubelski Węgiel "Bogdanka" S.A. aneks do ww. umowy wieloletniej. Aneks przewiduje zmianę dotychczasowego sposobu ustalania ceny w umowach rocznych na rozwiązanie przyjęte w nowej dodatkowej Umowie, tj. ceny węgla energetycznego ustalone będą na dany rok kalendarzowy dostaw w drodze negocjacji, z uwzględnieniem dynamiki zmiany cen dostaw węgla energetycznego w kraju.

Umowa Wieloletnia na dostawę węgla energetycznego z dnia 8 stycznia 2009 r. zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Katowickim Holdingiem Węglowym S.A.

Przedmiotem umowy jest określenie ramowych zasad wieloletnich dostaw węgla energetycznego, w szczególności terminów dostaw, podstawowych ilości i parametrów jakościowych węgla. Umowa obowiązuje w okresie od 1 stycznia 2009 r. do 31 grudnia 2013 r. Umowa wieloletnia przewiduje zawieranie umów rocznych precyzujących warunki dostaw w kolejnych okresach takich jak: ceny, szczegółowe wielkości dostaw oraz szczegółowe warunki dostaw i odbioru (w tym tryb i zasady obiegu dokumentów, zasady oznaczania ilości węgla, zasady dokonywania jego pomiaru, tryb postępowania reklamacyjnego). Umowa zawiera klauzulę, która umożliwia w przypadku znaczących zmian cen węgla, zasad ustalania cen dla wytwórców energii lub innych istotnych czynników mających wpływ na poziom cen węgla, renegotjacje po wyrażeniu zgody przez obie Strony, których dotyczy kontrakt. Umowa przewiduje kary umowne za dostarczenie węgla o parametrach gorszych od



parametrów granicznych określonych w umowach rocznych oraz za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie dostaw. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem rocznego okresu wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień kwartału.

Umowa Roczna z dnia 3 sierpnia 2009 r. na dostawę węgla energetycznego na rok 2010 (UR2010) stanowiąca Załącznik nr 5 do Umowy Wieloletniej zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice” S.A., a Lubelskim Węglem „Bogdanka” S.A.

Przedmiotem w/w Umowy Rocznej były dostawy węgla energetycznego o określonych parametrach jakościowych, dokonane w okresie obowiązywania umowy, tj. 1 stycznia 2010 r. - 31 marca 2011 r. (UR2010), realizowane z kopalni należącej do Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A. Umowa roczna określała cenę węgla, wielkość podstawową dostaw, parametry graniczne węgla (po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia mogła zastosować naliczenie kar umownych), sposób przewozu, sposób rozliczeń finansowych oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla. Umowa mogła być rozwiązana przez każdą ze Stron z rocznym okresem wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień kwartału, bądź też – w każdej chwili - za porozumieniem Stron. Obie Strony mogły naliczyć kary umowne za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla na zasadach określonych w Umowie.

Umowa Roczna z dnia 20 grudnia 2010 r. na dostawę węgla energetycznego na rok 2011 (UR2011) stanowiąca Załącznik nr 2 do Umowy Wieloletniej nr UW/LW/01/2010, zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Lubelskim Węglem „Bogdanka” S.A.

Przedmiotem w/w Umowy Rocznej są dostawy węgla energetycznego o określonych parametrach jakościowych, dokonane w okresie obowiązywania umowy, tj. 1 stycznia 2011 r. – 31 marca 2012 r., realizowane z kopalni należącej do Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A. Umowa roczna określa cenę węgla, wielkość podstawową dostaw, parametry graniczne węgla (po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia może zastosować naliczenie kar umownych), sposób przewozu, sposób rozliczeń finansowych oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla. Umowy mogą być rozwiązane przez każdą ze Stron z rocznym okresem wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień kwartału, bądź też – w każdej chwili - za porozumieniem Stron. Obie Strony mogą naliczyć kary umowne za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla na zasadach określonych w Umowie. Okres obowiązywania Umowy dobiega końca 31 marca 2012 r., przy czym dostawy węgla w ilości zgodnej z zapisami umowy zostały w pełni zrealizowane.

Umowa Roczna z dnia 7 sierpnia 2009 r. na dostawę węgla energetycznego na rok 2010 i 2011 (UR2010 i 2011) stanowiąca Załącznik nr 2 do ww. Umowy Wieloletniej zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Katowickim Holdingiem Węglowym S.A.

Przedmiotem w/w Umowy Rocznej są dostawy węgla energetycznego dokonane przez Sprzedającego na rzecz Elektrowni Kozienice w okresie obowiązywania Umowy tj. od 1 stycznia 2010 r. do 31 marca 2012 r. Realizacja umowy znajduje się na końcowym etapie. Umowa Roczna określa wielkość podstawową wraz ze wstępnym harmonogramem dostaw w podziale na kwartały i kopalnie wyznaczone do realizacji wysyłek, ceny węgla dla poszczególnych klas, graniczne parametry jakościowe (po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia może zastosować naliczenie kar umownych), sposób przewozu, sposób rozliczeń finansowych oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla. Umowa może być rozwiązana przez każdą ze Stron z rocznym okresem wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień kwartału. W przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania Umowy obie Strony mogą zastosować naliczenie kar umownych na zasadach określonych w Umowie.

Umowa nr 1/DH/SE/2011 na dostawę węgla do celów energetycznych w roku 2011 z dnia 14 stycznia 2011 r. zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Jastrzębską Spółką Węglową S.A.

Umowa zakończona. Przedmiotem umowy była sprzedaż i dostawa węgla przez Jastrzębską Spółkę Węglową S.A. na rzecz Elektrowni Kozienice. Ceny i szczegółowe warunki oraz wielkości dostaw negocjowane były każdorazowo przy podpisywaniu umów. Każda ze stron mogła rozwiązać umowę z zachowaniem 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia. Umowa została zawarta na okres od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2011 r. Umowa określała cenę węgla, warunki dostaw i odbioru węgla, ilości dostaw w 2011 r. wraz z tolerancją dopuszczalnych odchyień, parametry jakościowe wraz z parametrami granicznymi, po przekroczeniu których (w



rozliczeniu miesięcznym) Elektrownia mogła zastosować naliczenie kary umownej, sposób przewozu, sposób rozliczeń oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla.

Umowa sprzedaży węgla w 2010 r. z dnia 10 sierpnia 2010 r. zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Kompanią Węglową S.A.

Umowa zakończona. Przedmiotem w/w Umowy były dostawy węgla do celów energetycznych, dokonane przez Sprzedającego na rzecz Elektrowni Kozienice w okresie obowiązywania Umowy tj. od 1 września 2010 r. do 30 kwietnia 2011 r. Umowa określała wielkość podstawową wraz ze wstępnym harmonogramem dostaw w podziale na kwartały i przedziały jakościowe, ceny węgla dla poszczególnych przedziałów jakościowych, graniczne parametry jakościowe (po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia mogła zastosować naliczenie bonifikat), sposób przewozu, sposób rozliczeń finansowych oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla oraz reklamacji. Umowa zawierała klauzulę „rebus sic stantibus”. W przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania Umowy obie Strony mogły zastosować naliczenie kar umownych na zasadach określonych w Umowie.

Umowa sprzedaży węgla nr 214/KW/2010 z dnia 15 grudnia 2010 r. zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Kompanią Węglową S.A.

Umowa zakończona. Przedmiotem w/w Umowy były dostawy węgla do celów energetycznych, dokonane przez Sprzedającego na rzecz Elektrowni Kozienice w okresie obowiązywania Umowy tj. od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2011 r. Umowa określała wielkość podstawową wraz ze wstępnym harmonogramem dostaw w podziale na kwartały i przedziały jakościowe, ceny węgla dla poszczególnych przedziałów jakościowych, graniczne parametry jakościowe (po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia mogła zastosować naliczenie bonifikat), sposób przewozu, sposób rozliczeń finansowych oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla oraz reklamacji. Umowa zawierała klauzulę „rebus sic stantibus”. W przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania Umowy obie Strony mogły zastosować naliczenie kar umownych na zasadach określonych w Umowie.

Umowa sprzedaży węgla nr 45/KW/2011 z dnia 28 lutego 2011 r. zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Kompanią Węglową S.A.

Umowa zakończona. Przedmiotem w/w Umowy były dostawy węgla do celów energetycznych, dokonane przez Sprzedającego na rzecz Elektrowni Kozienice w okresie obowiązywania Umowy tj. od 1 kwietnia 2011 r. do 30 września 2011 r. Umowa określała wielkość podstawową wraz ze wstępnym harmonogramem dostaw w podziale na kwartały i przedziały jakościowe, ceny węgla dla poszczególnych przedziałów jakościowych, graniczne parametry jakościowe (po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia mogła zastosować naliczenie bonifikat), sposób przewozu, sposób rozliczeń finansowych oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla oraz reklamacji. Umowa zawierała klauzulę „rebus sic stantibus”. W przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania Umowy obie Strony mogły zastosować naliczenie kar umownych na zasadach określonych w Umowie.

Umowa nr UD/LW/01/2011 z dnia 20 grudnia 2010 r. na dostawę dodatkowych ilości węgla energetycznego w roku 2011, zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a Lubelskim Węglem „Bogdanka” S.A.

Przedmiotem w/w Umowy Rocznej były uzupełniające dostawy węgla energetycznego o określonych parametrach jakościowych, dokonane w okresie obowiązywania umowy, tj. 1 stycznia 2011 r. – 31 marca 2012 r., realizowane z kopalni należącej do Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A. Umowa dodatkowa określała cenę węgla, wielkość podstawową dostaw, parametry graniczne węgla (po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia mogła zastosować naliczenie kar umownych), sposób przewozu, sposób rozliczeń finansowych oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla. Umowa mogła być rozwiązana przez każdą ze Stron z jednomiesięcznym okresem wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień miesiąca po miesiącu w którym nastąpiło wypowiedzenie. Obie Strony mogły naliczyć kary umowne za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla na zasadach określonych w Umowie. Okres obowiązywania Umowy dobiega końca 31 marca 2012 r., przy czym dostawy węgla w ilości zgodnej z zapisami umowy zostały w pełni zrealizowane



Umowa na wykonanie usługi przewozu węgla energetycznego z dnia 31 maja 2010 r. zawarta pomiędzy Elektrownią „Kozienice”, a PKP Cargo.

Umowa reguluje wykonywanie przez PKP Cargo usług przewozu węgla energetycznego dla Elektrowni Kozienice z kopalń regionu śląskiego Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. i Kompanii Węglowej S.A. oraz kopalni Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. w okresie od 1 czerwca 2010 r. do 31 maja 2012 r. Umowa określa przewidywaną do przewozu ilość węgla, cenę maksymalną oraz ceny za przewóz jednej tony węgla od poszczególnych dostawców w poszczególnych latach jej obowiązywania. Umowa określa miesięczne harmonogramy przewozów, zasady odbierania przesyłek z węglem, zasady rozliczania należności za przewóz, w tym zasady postępowań reklamacyjnych. PKP Cargo ustanowił zabezpieczenie pieniężne należytego wykonania umowy. Umowa przewiduje kary umowne dla PKP Cargo za niezrealizowanie przewozów w ilości większej niż 15% ilości zgłoszonej do przewozu z przyczyn zależnych od PKP Cargo oraz kary umowne dla Elektrowni Kozienice, jeżeli odstąpi ona od umowy z przyczyn leżących po jej stronie. Elektrownia Kozienice może rozwiązać umowę ze skutkiem natychmiastowym w przypadku rażącego jej naruszenia przez PKP Cargo oraz może żądać różnicy wynikającej ze zwrotu kosztów wykonania usługi przewozu przez nowego przewoźnika. Umowa nie przewiduje natomiast możliwości jej wypowiedzenia przez żadną ze stron bez podawania przyczyn przed upływem okresu jej obowiązywania.

Umowy zawarte na podstawie, których realizowane będą dostawy węgla energetycznego w przyszłych latach:

W dniu 23 stycznia 2012 r. Zarząd Elektrowni Kozienice podpisał z firmą Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. nową umowę wieloletnią na dostawę węgla energetycznego dla potrzeb nowo budowanego bloku. Umowa została zawarta na okres od dnia zawarcia do dnia 31 grudnia 2036 r., z fizycznym rozpoczęciem dostaw węgla energetycznego w I kwartale kalendarzowym 2017 r. Umowa przewiduje 20 lat kalendarzowych dostaw węgla dla potrzeb nowo budowanego bloku Elektrowni Kozienice. Szacunkowa wartość Umowy wg cen dostaw roku bieżącego wynosi 11,248 mld złotych netto bez uwzględnienia tolerancji ilościowej wolumenu (\pm 5%) wynikającej z Umowy. Umowa przewiduje następujące warunki:

- Ceny węgla energetycznego ustalone będą na dany rok kalendarzowy fizycznych dostaw w drodze negocjacji z uwzględnieniem dynamiki zmian cen dostaw węgla energetycznego w kraju.
- Zawierane będą umowy roczne określające: wolumen ilościowy, harmonogramy dostaw, ceny dostaw, deklarowane parametry jakościowe, pozostałe zasady logistyki i rozliczeń dostaw w okresie obowiązywania umowy rocznej.
- Stronom Umowy przysługuje prawo do jej wypowiedzenia w przypadku braku uzgodnień w drodze negocjacji ceny na kolejny rok kalendarzowy obowiązywania Umowy za dwuletnim okresem wypowiedzenia, którego początek przypada na 1 stycznia roku następnego.
- Ponadto Kupującemu przysługuje prawo do wypowiedzenia Umowy z zachowaniem sześciomiesięcznego terminu wypowiedzenia w przypadku, gdy do dnia 31 grudnia 2012 r. nie nastąpią łącznie następujące warunki (a) Podpisanie umowy na wykonanie budowy bloku energetycznego, oraz (b) Zamknięcie finansowania budowy bloku potwierdzone uchwałą Zarządu Elektrowni Kozienice.

Przedmiotem umowy jest określenie ramowych zasad wieloletnich dostaw węgla energetycznego, w szczególności terminów dostaw, podstawowych ilości i parametrów jakościowych węgla. Umowa wieloletnia przewiduje zawieranie umów rocznych w formie załączników precyzujących warunki dostaw w kolejnych okresach takich jak: ceny, szczegółowe wielkości dostaw oraz szczegółowe warunki dostaw i odbioru (w tym tryb i zasady obiegu dokumentów, zasady oznaczania ilości węgla, zasady dokonywania jego pomiaru, tryb postępowania reklamacyjnego). Cena na dany rok kalendarzowy ustalana będzie w drodze negocjacji, zgodnie z wyznaczonymi terminami negocjacyjnymi. Umowa zawiera klauzulę, która umożliwia w przypadku znaczących zmian warunków rynkowych, każdej ze stron wystąpienie o renegotiację warunków umowy. Umowa przewiduje kary umowne za dostarczenie węgla o parametrach gorszych od parametrów granicznych określonych w umowach rocznych oraz za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie dostaw. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem dwuletniego okresu wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy stycznia roku następnego, w przypadku braku uzgodnienia ceny na kolejny rok kalendarzowy w przynajmniej trzech terminach negocjacyjnych. Umowa przewiduje następujące kary umowne: za nieodebranie lub niedostarczenie wolumenu ilościowego węgla wynikającego z harmonogramu dostaw - w wysokości 20% wartości nieodebranego lub niedostarczonego węgla; za dostarczenie przez Sprzedającego dostawy węgla, której parametry jakościowe są gorsze od parametrów granicznych określonych w Umowie - w wysokości od 1% do 5% wartości netto danej dostawy węgla energetycznego; każda ze Stron Umowy może dochodzić odszkodowania uzupełniającego na zasadach ogólnych,



jeżeli wyżej wymienione kary umowne nie pokrywają poniesionej szkody. Pozostałe warunki Umowy nie odbiegają od standardów rynkowych stosowanych w umowach tego typu.

O zawarciu ww. umowy wieloletniej Emitent informował w raporcie bieżącym nr 1/2012 z dnia 23 stycznia 2012 r.

Istotne umowy zawarte przez ENEA S.A.

Informacje o umowach znaczących dla działalności ENEA S.A. znajdują się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności ENEA S.A. w 2011 r., w punkcie 2.4 pn. „Informacje o zawartych umowach”.

2.4.2. Informacje o istotnych transakcjach z podmiotami powiązаныmi

Spółka zawierała w przeszłości i zamierza zawierać w przyszłości transakcje (w tym istotne) z podmiotami powiązаныmi.

W naszej Grupie zawierane są następujące transakcje z podmiotami powiązаныmi:

- pomiędzy spółkami wchodzącymi w skład naszej Grupy, przy czym są one eliminowane na etapie konsolidacji,
- pomiędzy spółkami Grupy a członkami władz Spółki,
- pomiędzy spółkami Grupy a jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa.

Wszystkie umowy z podmiotami powiązаныmi zawierane są na warunkach rynkowych i stosowane w nich ceny nie odbiegają od cen stosowanych w transakcjach z podmiotami niepowiązаныmi.

Umowy pomiędzy spółkami wchodzącymi w skład Grupy

Transakcje pomiędzy spółkami wchodzącymi w skład naszej Grupy są eliminowane z uwagi na fakt, że transakcja zrealizowana pomiędzy spółkami naszej Grupy (np. sprzedaż) nie jest traktowana jako przychód Grupy. Przychód rozpoznawany jest dopiero w momencie zrealizowania transakcji (np. sprzedaży) na zewnątrz Grupy.

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi znajdują się w Sprawozdaniu finansowym ENEA S.A. za rok obrotowy 2011, nota nr 42.

2.4.3. Zaciągnięte i wypowiedziane umowy kredytów i pożyczek

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. przedłużyła termin obowiązywania umów kredytowych w rachunku bieżącym z BZ WBK S.A. na łączną kwotę 90.000 tys. zł oraz w banku Pekao S.A. na łączną kwotę 10.000 tys. zł. Ponadto posiada zawartą umowę na kredyt obrotowy w banku PKO BP S.A. na kwotę 50.000 tys. zł. Łączny limit z tytułu wyżej wymienionych kredytów obrotowych na dzień 31 grudnia 2011 r. wynosił 150.000 tys. zł, przy czym na dzień 31 grudnia 2011 r. Spółka nie posiadała zadłużenia z tego tytułu.

Stan kredytów na dzień 31 grudnia 2011 r. przedstawia poniższa tabela:

Kredytodawca	Kwota udzielonego kredytu [tys. zł]	Wysokość stopy procentowej	Koszty kredytu [tys. zł]	Zadłużenie z tytułu kredytów na dzień 31.12.2011 r. [tys. zł]	Data początkowa	Data zakończenia	Okres spłaty
PKO BP S.A.	50 000,00	WIBOR 1M + marża	0,00	0,00	25.04.2006 r.	x	5 lat od momentu pierwszego wykorzystania kredytu
Bank Pekao S.A.	10 000,00	WIBOR 1M + marża	0,04	0,00	17.11.2011 r.	17.11.2014 r.	17.11.2014 r.
Bank Zachodni WBK S.A.	90 000,00	WIBOR 1M + marża	36,78	0,00	17.11.2011 r.	17.11.2014 r.	17.11.2014 r.
RAZEM			36,82	0,00			



ENEA S.A. w trakcie roku obrotowego sporadycznie korzystała z kredytów obrotowych na finansowanie bieżącej działalności. Spółka nie zaciągała kredytów pod zastaw, hipotekę, przewłaszczenie aktywów trwałych lub przewłaszczenie zorganizowanej części przedsiębiorstwa. Zabezpieczeniami wyżej wymienionych kredytów bankowych są pełnomocnictwa do rachunków bieżących w bankach, w których ENEA S.A. posiada rachunki bieżące oraz oświadczenia o dobrowolnym poddaniu się egzekucji. W roku 2011 ENEA S.A. nie zaciągała pożyczek.



Kredyty zaciągnięte przez spółki zależne w roku 2011 przedstawia poniższa tabela.

Spółka	Kredytodawca	Waluta kredytu	Rodzaj Kredytu	Kwota udzielonego kredytu [tys. zł]	Koszty kredytu [tys. zł]	Wysokość stopy procentowej	Zadłużenie z tytułu kredytów na dzień 31.12.2011 r. [tys. zł]	Data początkowa	Data zakończenia	Okres spłaty
Umowy kredytowe										
MEC Piła	Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	PLN	Inwestycyjny	665	0	Oprocentowanie zmienne w wys. 0,5 stopy redyskonta weksli NBP w stosunku rocznym, lecz nie mniej niż 3%	665	27.09.2011 r.	20.05.2016 r.	5 lat
Auto Styl	Volkswagen Bank SA	PLN	Odnawialny	700	7	WIBOR3M+ 3,5%	0,00	30.06.2011 r.	30.06.2012 r.	1 rok
BHU	BPH	PLN	Inwestycyjny	2 500		6,27%	2 500	16.12.2011 r.	15.12.2016 r.	5 lat
ENEOS	PKO BP	PLN	Inwestycyjny	360	11	6,25%	343	05.09.2011 r.	20.12.2016 r.	5 lat
ENEOS	PKO BP	PLN	Inwestycyjny	650	16	6,25%	618	05.09.2011 r.	20.10.2016 r.	5 lat
ENEOS	PKO BP	PLN	Inwestycyjny	400	14	6,25%	381	05.09.2011 r.	20.12.2016 r.	5 lat
ENEOS	PKO BP	PLN	Inwestycyjny	570	18	6,25%	555	05.09.2011 r.	20.12.2020 r.	9 lat
RAZEM				5 845			5 062			

Informacje o kredytach w Grupie znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w notach nr 15 i 23.

Natomiast informacje o średnioważonym oprocentowaniu kredytów znajdują się w notce 26.6.

2.4.4. Udzielone pożyczki

W okresie roku obrotowego 2011 spółki z Grupy nie udzielały pożyczek.

2.4.5. Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje

W dniu 3 listopada 2011 r. ENEA S.A. podpisała z bankiem PKO BP S.A. umowę ramową na okres 12 miesięcy o udzielenie gwarancji bankowych do wysokości nie przekraczającej 200.000 tys. zł. Gwarancje wystawiane w ramach linii gwarancyjnej mają stanowić zabezpieczenie wniesienia depozytów na rzecz IRGIT S.A. oraz KDPW S.A. przez ENEA S.A. i ELKO Trading Sp. z o.o. oraz innych zobowiązań (maksymalnie 3.000 tys. PLN). Zobowiązania względem wymienionych podmiotów do wniesienia depozytów wynikają m.in. z zawartych kontraktów terminowych na dostawę energii elektrycznej i transakcji zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej.

Ponadto w trakcie roku obrotowego 2011 ENEA S.A. podpisała z BZ WBK S.A. aneks do Umowy zlecenia udzielenia gwarancji na rzecz Rondo Property Investment Sp. z o.o., którym przedłuża termin obowiązywania oraz zwiększa kwotę udzielonej gwarancji.

Zestawienie wystawionych na zlecenie ENEA S.A. gwarancji na dzień 31 grudnia 2011 r. przedstawia poniższa tabela:

Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenie	Rodzaj umowy	Forma zabezpieczenia	Kwota zabezpieczenia
14.12.2011 r.	31.12.2012 r.	RONDO PROPERTY INVESTMENT Sp. z o.o. w Warszawie	Umowa najmu pomieszczeń	Gwarancja bankowa	25,8 tys. EUR + 21 tys. zł
14.12.2011 r.	18.11.2012 r.	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	Gwarancja udzielona przez bank celem zabezpieczenia wniesienia przez ENEA S.A. depozytu transakcyjnego i depozytu zabezpieczającego na rzecz IRGIT S.A. w związku z rozliczaniem transakcji związanych z handlem energią elektryczną i prawami majątkowymi na giełdzie towarowej	Gwarancja bankowa udzielona w ramach linii gwarancji w kwocie 200.000 tys. zł.	35 000 tys. zł.
14.12.2011 r.	18.11.2012 r.		Gwarancja udzielona przez bank na zlecenie ENEA S.A., zabezpieczająca wniesienie przez ELKO Trading Sp. z o.o. depozytu transakcyjnego i depozytu zabezpieczającego na rzecz IRGIT S.A. w związku z rozliczaniem transakcji związanych z handlem energią elektryczną i prawami majątkowymi na giełdzie towarowej	Gwarancja bankowa udzielona w ramach linii gwarancji w kwocie 200.000 tys. zł.	45 000 tys. zł.

W roku obrotowym ENEA S.A. udzieliła na rzecz Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych S.A. bezwarunkowego i nieodwołalnego poręczenia za zobowiązania ELKO Trading Sp. z o.o. w związku z jej udziałem w Giełdowej Izbie Rozrachunkowej w kwocie 50.000 tys. PLN. Poręczenie zostało udzielone na okres od dnia 27 lipca 2011 r. do dnia 31 lipca 2012 r.



Zestawienie udzielonych poręczeń i gwarancji na dzień 31 grudnia 2011 r. przedstawia poniższa tabela.

Data udzielenia poręczenia/gwarancji	Data obowiązywania poręczenia/gwarancji	Podmiot, za który udzielono poręczenia/gwarancji	Podmiot, na rzecz którego udzielono poręczenia/gwarancji	Numer umowy	Realne zadłużenie na 31.12.2011 r. [tys. zł]	
					Kwota poręczenia/gwarancji	
26.08.2003 r.	31.08.2017 r.	EP Zakład Transportu Sp. z o.o.*	Wydział Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Poznaniu	Oświadczenie Poręczyciela z dnia 02.09.2003 r.	216,4 tys. zł	-
					49 tys. EUR**	
27.07.2011 r.	31.07.2012 r.	ELKO Trading Sp. z o.o.	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	ZAM/DF/40/107 2/2011	50 000 tys. PLN	-
RAZEM					50 216,4 tys. zł	-

* Celem spełnienia ustawowego warunku dla uzyskania licencji na prowadzenie zarobkowej działalności zarobkowej.

**Średni kurs EUR na dzień 31 grudnia 2011 r. wynosił 4,4168 (tabela NBP nr 252/A/NBP/2011 z dnia 30 grudnia 2011 r.).

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji na dzień 31 grudnia 2011 r. wynosiła 50.216,4 tys. zł.

Wśród udzielonych poręczeń i gwarancji nie występują tzw. „gwarancje i poręczenia zagrożone”. Udzielone przez ENEA S.A. poręczenia i gwarancje mieszczą się w limitach określonych w art. 33 ust. 1 ustawy z dnia 8 maja 1997 r. o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (Dz.U. z 2003 r. Nr 174, poz. 1689 ze zm.).

Zestawienia poręczeń i gwarancji udzielone i otrzymane w 2011 r. przez spółki zależne przedstawia poniższa tabela:

Spółka	Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz, którego udzielono zabezpieczenia	Rodzaj umowy	Forma zabezpieczenia	Kwota zabezpieczenia
Auto Styl	25.05.2011 r.	30.06.2012 r.	IBERIA MOTOR COMPANY	Gwarancja bankowa	Przewłaszczenie rzeczy ruchomych i cesja z polisy	150 tys. zł

Inne zobowiązania warunkowe udzielone przez ENEA S.A. wiążące na dzień 31 grudnia 2011 r.

Rodzaj zobowiązania	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenie	Wartość zabezpieczeń	Okres obowiązywania zabezpieczenia
Weksel in blanco	Zabezpieczenie wierzytelności PSE Operator S.A. z tytułu rozliczeń płatności ze energią	15 000 tys. zł	Bezterminowo

Inne zobowiązania warunkowe Grupy Kapitałowej ENEA zostały opisane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2011 r. w nocie nr 49.

2.4.6. Umowy zawarte pomiędzy akcjonariuszami jednostki dominującej

Spółce nie są znane umowy zawarte pomiędzy akcjonariuszami ENEA S.A.

2.4.7. Umowy ubezpieczenia

Spółki Grupy Kapitałowej ENEA transferują ryzyko poniesienia strat na skutek wystąpienia szkód w mieniu, poprzez zawieranie umów ubezpieczenia z największymi na rynku zakładami ubezpieczeń takimi jak PZU S.A.,



TUIR AXA S.A., TUIR WARTA S.A., STU Ergo Hestia S.A., TU Allianz Polska S.A. Zakres ochrony ubezpieczeniowej nie odbiega od standardów stosowanych w branży elektroenergetycznej i jest dostosowany do specyfiki działalności poszczególnych spółek. Programy ubezpieczenia obejmują m.in. ubezpieczenie mienia od ognia i innych zdarzeń losowych, szkód w następstwie przerw w działalności na skutek działania ognia i innych zdarzeń losowych, ubezpieczenie maszyn elektryczne od szkód elektrycznych i awarii, ryzyko przerw w działalności na skutek awarii maszyn a także ubezpieczenie sprzętu elektronicznego od wszystkich ryzyk. W celu zapewnienia optymalnej ochrony ubezpieczeniowej w Grupie, program ubezpieczeniowy obejmuje dodatkowo ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej z tytułu prowadzonej działalności gospodarczej oraz użytkownika mienia. W Grupie obowiązuje również korporacyjna umowa ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej członków władz.

2.4.8. Umowy o współpracy lub kooperacji

W 2011 r. ENEA S.A. rozpoczęła współpracę z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. (PGNiG) w zakresie analizy możliwości realizacji wspólnej inwestycji w budowę źródła wytwórczego energii elektrycznej opartego na gazie. W listopadzie 2011 r. ENEA S.A. podpisała z PGNiG stosowne porozumienie o współpracy, w zakresie przeprowadzenia analiz dotyczących możliwości wspólnej realizacji projektów energetycznych. W ramach ww. współpracy prowadzimy prace zmierzające do wyboru optymalnej lokalizacji dla budowy bloku gazowego. Planujemy przeprowadzić wspólnie z PGNiG szczegółowe analizy lokalizacyjne i ekonomiczne dla wybranych lokalizacji, na podstawie których zostaną podjęte stosowne decyzje korporacyjne.

W grudniu 2010 r. ENEA S.A. zawarła ramową umowę o współpracy, na mocy której uzyskała czasową wyłączność negocjacyjną do 30 czerwca 2012 r. i pierwszeństwo zakupu udziałów spółek celowych będących właścicielami projektów farm wiatrowych o sumarycznej docelowej mocy zainstalowanej 214 MWe.

3. PREZENTACJA SYTUACJI FINANSOWEJ GRUPY KAPITAŁOWEJ ENEA

3.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

3.1.1. Wyniki finansowe

Rachunek zysków i strat [tys. zł]	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży netto	7 836 875	9 688 949	123,6%	1 852 074
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	7 059 855	8 915 036	126,3%	1 855 181
Pozostałe przychody operacyjne	84 292	248 331	294,6%	164 039
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-7 124	-12 878	180,8%	-5 754
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	6 143	6 406	104,3%	263
Pozostałe koszty operacyjne	136 081	158 736	116,6%	22 655



Zysk (strata) operacyjny	711 964	844 224	118,6%	132 260
Koszty finansowe	41 003	46 887	114,4%	5 884
Przychody finansowe	140 493	184 070	131,0%	43 577
Przychody z tytułu dywidend	774	1 438	185,8%	664
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	988	4 529	458,4%	3 541
Zysk (strata) przed opodatkowaniem	813 216	987 374	121,4%	174 158
Podatek dochodowy	173 835	194 853	112,1%	21 018
Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego	639 381	792 521	124,0%	153 140
EBITDA	1 364 636	1 555 815	114,0%	191 179

Zdarzenia o charakterze jednorazowym

W związku z zakupem w 2011 r. Elektrociepłowni Białystok i spełnieniem obowiązku wyceny majątku Spółki na potrzeby alokacji ceny nabycia wzrósł wynik segmentu wytwarzania o 44,8 mln zł (jednorazowa korekta wynikająca z nadwyżki wartości godziwej aktywów netto nad ceną nabycia – 82,0 mln zł, skorygowana głównie o koszty amortyzacji dotyczącej praw do emisji CO₂ – 33,7 mln zł). Pozostała część odpisu amortyzacyjnego dotyczącego w szczególności praw do emisji CO₂ zostanie uwzględniona w kosztach amortyzacji w 2012 r.

Ponadto w 2011 r. utworzono w ENEA Operator rezerwy na Program Dobrowolnych Odejść w wysokości 21.400 tys. zł.

Przychody

Przychody ze sprzedaży netto Grupy wyniosły w 2011 r. 9.688.949 tys. zł, co w stosunku do 2010 r. stanowi wzrost o 1.852.074 tys. zł, tj. o 23,6%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w 2011 r.

Wyszczególnienie	2010 r.		2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4 995 638	63,7	6 508 001	67,2	130,3%	1 512 363
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	2 526 943	32,2	2 642 110	27,3	104,6%	115 167



Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	111 695	1,4	123 357	1,3	110,4%	11 662
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	132 821	1,7	287 855	3,0	216,7%	155 034
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	0,0	19 230	0,2	x	19 230
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	15 580	0,2	2 472	0,0	15,9%	-13 108
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	54 198	0,8	105 924	1,0	195,4%	51 726
Razem przychody ze sprzedaży netto	7 836 875	100,0	9 688 949	100,0	123,6%	1 852 074

Na przychody Grupy składają się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które stanowią odpowiednio 67,2% i 27,3% przychodów ze sprzedaży netto ogółem.

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły w 2011 r. 6.508.001 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 30,3%. Wynika to głównie ze wzrostu przychodów ze sprzedaży energii w Elektrowni Kozienice o 1.646.507 tys. zł (wzrost ilości sprzedanej energii elektrycznej realizowanej przez Elektrownie Kozienice o 8.230 GWh przy wzroście średniej ceny o 1,1%). Dodatkowo uwzględnione zostały przychody ze sprzedaży energii elektrycznej EC Białystok od 1 czerwca 2011 r. w wysokości 57.691 tys. zł. Jednocześnie zmniejszyły się przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ENEA S.A. o 117.506 tys. zł, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 785 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 2,3%. Dodatkowo osiągnięto mniejsze przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom o 90.144 tys. zł, co wynika głównie z mniejszej ilości sprzedanej energii o 481 GWh.
- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w 2011 r. osiągnęły wartość 2.642.110 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 115.167 tys. zł. Wzrost tych przychodów był spowodowany przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 117 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 2,3%.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych usług o 155.034 tys. zł wynika głównie z realizacji w analizowanym okresie sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO₂ w Elektrowni Kozienice w kwocie 148.996 tys. zł. Poza tym wzrost wartości tej pozycji przychodów wynika ze wzrostu sprzedaży usług przede wszystkim w spółkach: Energomiar, ENEOS i ENERGOBUD Leszno.
- Przychody ze sprzedaży energii cieplnej w 2011 r. ukształtowały się na poziomie 105.924 tys. zł i stanowiły 1,0% przychodów ze sprzedaży. Wzrost tych przychodów o 51.726 tys. zł spowodowany był zakupem w dniu 1 czerwca 2011 r. EC Białystok i uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym jako spółki zależnej ENEA S.A. (do tego czasu spółka stowarzyszona).
- Przychody z tytułu świadectw pochodzenia wyniosły w 2011 r. 19.230 tys. zł i są to przychody zrealizowane przez EC Białystok.
- Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów wyniosły 123.357 tys. zł i uległy zwiększeniu o 11.662 tys. zł, co wynika głównie ze wzrostu sprzedaży materiałów i towarów w spółkach: BHU i Auto-Styl.



Koszty

W 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży wyniosły 8.915.036 tys. zł i wzrosły o 26,3% w stosunku do okresu porównywalnego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały poniesione w 2011 r.

Wyszczególnienie	2010 r.		2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Amortyzacja	652 672	9,2	711 591	8,0	109,0%	58 919
Koszty świadczeń pracowniczych	924 356	13,1	1 012 410	11,4	109,5%	88 054
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 535 465	21,8	1 744 871	19,6	113,6%	209 406
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	2 689 513	38,1	4 112 557	46,1	152,9%	1 423 044
Usługi przesyłowe	693 340	9,8	713 880	8,0	103,0%	20 540
Inne usługi obce	364 550	5,2	414 886	4,6	113,8%	50 336
Podatki i opłaty	199 959	2,8	204 841	2,3	102,4%	4 882
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	7 059 855	100,0	8 915 036	100,0	126,3%	1 855 181

W kosztach Grupy Kapitałowej główną pozycję stanowią koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby sprzedaży i zużycie materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które stanowią odpowiednio 46,1% i 19,6% kosztów uzyskania przychodów.

- Zakup energii na potrzeby sprzedaży wyniósł w analizowanym okresie 4.112.557 tys. zł i zwiększył się w stosunku do roku ubiegłego o 52,9%, co spowodowane jest głównie zwiększeniem zakupu energii na rynku zewnętrznym. Spadek sprzedaży energii elektrycznej Elektrowni Kozienice do ENEA S.A. wynika ze zmiany przepisów Prawa energetycznego dotyczących sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie posiadające rozliczenia z tytułu kosztów osieroconych. Zgodnie z tymi przepisami wytwórcy energii elektrycznej mają obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w trybie publicznym od 9 sierpnia 2010 r. Należy również zaznaczyć, że średnia cena zakupu energii elektrycznej zwiększyła się o 5,6% w stosunku do okresu porównywalnego.
- Koszty zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wyniosły w analizowanym okresie 1.744.871 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do roku ubiegłego o 209.406 tys. zł, co wynika głównie z ujęcia w pozycji tych kosztów wartości zużycia materiałów i surowców wskazywanych w kwocie 82.176 tys. zł przez Elektrociepłownię Białystok oraz ze wzrostu tej pozycji w Elektrowni Kozienice, gdzie zanotowano wzrost kosztów zużycia biomasy o 28.489 tys. zł (wyższy o 9,7% średni koszt biomasy z transportem) oraz wzrost kosztów pozostałych materiałów (o 110.220 tys. zł), co wynika głównie z wyższych kosztów uprawnień do emisji CO₂. Jednocześnie zanotowano spadek kosztów zużycia węgla o 40.258 tys. zł na skutek niższej produkcji energii elektrycznej oraz spadek kosztów w spółkach IT Serwis i Energomiar.



- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w 2011 r. 1.012.410 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do roku ubiegłego o 88.054 tys. zł, co wynika głównie z utworzenia rezerw na Program Dobrowolnych Odejść (PDO) w wysokości 21.400 tys. zł i rezerwy na nagrodę z zysku dla załogi w wysokości 16.658 tys. zł oraz uwzględnienie kosztów EC Białystok w kwocie 17.961 tys. zł. Jednocześnie w analizowanym okresie nastąpił wzrost średniej płacy o 3,5%, przy wzroście średniego zatrudnienia z 10.233,23 etatów w 2010 r. do 10.253,47 etatów w 2011 r.
- Koszty usług przesyłowych wyniosły w 2011 r. 713.880 tys. zł i są wyższe w stosunku do roku ubiegłego o 20.540 tys. zł, na co wpływ miał wzrost mocy umownej w węzłach sieci NN, wzrost cen i stawek za opłatę stałą i zmienną sieciową w Taryfie na rok 2011 w stosunku do Taryfy na rok 2010 oraz wzrost cen za zakup energii na straty (decydującej o opłacie do OSD).
- Koszty usług obcych wyniosły w 2011 r. 414.886 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 50.336 tys. zł, co wynika przede wszystkim z uwzględnienia kosztów usług obcych Elektrociepłowni Białystok (od 1 czerwca 2011 r.) oraz poniesienia wyższych kosztów związanych z budowaniem wizerunku firmy i marki. Ponadto nastąpił wzrost kosztów doradczych, na co wpłynęła realizacja projektów, mających na celu optymalizację procesów oraz poprawę efektywności działania GK ENEA.
- Koszty podatków i opłat wyniosły w 2011 r. 204.841 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 4.882 tys. zł, co wynika głównie z uwzględnienia kosztów spółki EC Białystok oraz wzrostu podatku od nieruchomości w związku ze zwiększeniem majątku sieciowego.
- Amortyzacja w analizowanym okresie wyniosła 711.591 tys. zł i była wyższa niż w 2010 r. o 58.919 tys. zł, tj. o 9,0%. Wzrost amortyzacji spowodowany jest zakupem w dniu 1 czerwca 2011 r. EC Białystok i uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym jako spółki zależnej ENEA S.A. (do 1 czerwca 2011 r. EC Białystok była spółką stowarzyszoną ENEA S.A.).

Pozostała działalność operacyjna [tys. zł]	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	84 292	248 331	294,6%	164 039
Pozostałe koszty operacyjne	136 081	158 736	116,6%	22 655

W 2011 r. wynik na pozostałej działalności operacyjnej wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 141.384 tys. zł i wyniósł 89.595 tys. zł, co wynika głównie z zysku z tytułu okazynego nabycia EC Białystok oraz z wyższych przychodów z tytułu otrzymania darowizny infrastruktury sieciowej (w tym również nieodpłatne przejęcie na majątek Głównego Punktu Zasilania „GPZ” o wartości 30 mln zł).

Skonsolidowany zysk przed opodatkowaniem, a więc po uwzględnieniu działalności finansowej i udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych wyniósł w 2011 r. 987.374 tys. zł i był wyższy o 174.158 tys. zł, to jest o 21,4% niż w roku ubiegłym. Wynika to głównie z osiągnięcia wyższego wyniku operacyjnego oraz z wyższego zysku na działalności finansowej o 37.693 tys. zł oraz z wyższego udziału w zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności o 3.541 tys. zł, co dotyczy głównie zwiększonych udziałów Elektrowni Kozienice w spółce Energo Inwest Broker S.A.

Zysk netto wypracowany przez Grupę w 2011 r. wyniósł 792.521 tys. zł i był wyższy od zysku osiągniętego w 2010 r. o 153.140 tys. zł, tj. o 24%.

Wyniki na poszczególnych segmentach działalności

Segmenty [tys. zł]	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Obrót				



Przychody ze sprzedaży	4 353 857	4 069 236	93,5%	-284 621
EBIT	209 283	158 958	76,0%	-50 325
EBITDA	209 893	159 661	76,1%	-50 232
Dystrybucja				
Przychody ze sprzedaży	2 527 923	2 640 730	104,5%	112 807
EBIT	263 527	325 998	123,7%	62 471
EBITDA	624 417	678 661	108,7%	54 244
Wytwarzanie				
Przychody ze sprzedaży	2 528 949	3 167 681	125,3%	638 732
EBIT	313 618	470 192	149,9%	156 574
EBITDA	565 929	795 365	140,5%	229 436
Pozostała działalność				
Przychody ze sprzedaży	770 905	800 210	103,8%	29 305
EBIT	41 404	46 885	113,2%	5 481
EBITDA	75 414	76 783	101,8%	1 369
Wyłączenia				
Przychody ze sprzedaży	-2 344 759	-988 908	42,2%	1 355 851
EBIT	-15 523	-34 370	221,4%	-18 847



Koszty nieprzypisane (koszty zarządu)	-100 345	-123 439	123,0%	-23 094
Amortyzacja wyłączona oraz nieprzypisana do segmentów	4 851	3 154	65,0%	-1 697
RAZEM				
Przychody ze sprzedaży	7 836 875	9 688 949	123,6%	1 852 074
EBIT	711 964	844 224	118,6%	132 260
EBITDA	1 364 636	1 555 815	114,0%	191 179

Spadek wyniku na segmencie Obrót wynika ze spadku przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym o 785 GWh wolumenem sprzedanej energii elektrycznej przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 2,3%, a średniej ceny zakupu o 5,6%. Jednocześnie w 2011 r. szacunkowe koszty niezbilansowania energii elektrycznej zwiększyły koszty o 37.439 tys. zł, natomiast w 2010 r. pomniejszyły koszty o 15.343 tys. zł. Niezbilansowanie zakupu ze sprzedażą koryguje koszty zakupu +/-, w związku z faktem, że ilość energii elektrycznej zafakturowanej po stronie zakupu i sprzedaży nie jest równa oraz w związku z dokonywanymi korektami na Rynku Bilansującym w 15-miesięcznym okresie rozliczeniowym. Jednocześnie w badanym okresie nastąpił spadek kosztów zakupu świadectw pochodzenia o 57.670 tys. zł na skutek niższego jednostkowego kosztu zakupu świadectw pochodzenia liczonego na 1 MWh energii sprzedanej odbiorcom końcowym o 6%.

Wzrost wyniku na segmencie Dystrybucja spowodowany jest głównie wzrostem sprzedaży usług dystrybucyjnych, co spowodowane zostało przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 117 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 2,3%. Dodatkowo nastąpił wzrost wyniku na pozostałej działalności operacyjnej, głównie w związku z otrzymaniem darowizn infrastruktury sieciowej.

Wzrost wyniku na segmencie Wytwarzanie spowodowane jest wzrostem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na obrót, wzrostem przychodów z tytułu świadectw pochodzenia (wzrost produkcji z biomasy o 71 GWh) oraz uzyskaniem przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w Elektrowni Kozienice. W 2011 r. w spółce Elektrownie Wodne wzrost produkcji energii elektrycznej (lepsze warunki hydrologiczne) oraz wzrost cen sprzedaży przełożył się na wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższe przychody z tytułu świadectw pochodzenia. Jednocześnie począwszy od I półrocza 2011 r. w segmencie wytwarzania uwzględnione zostały wyniki finansowe spółek sektora ciepłowniczego. Dodatkowo uwzględniona została wycena EC Białystok.

Wzrost wyniku na segmencie Pozostała działalność wynika głównie ze wzrostu wyniku w spółkach ENERGOBUD Leszno, ENERGETYK i Entur.

Wzrost kosztów zarządu wynika głównie z poniesienia wyższych kosztów usług obcych związanych z działalnością marketingową i usługami doradczymi.

3.1.2. Sytuacja majątkowa

Aktywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	31 grudnia 2011 r.		
Aktywa trwałe	8 737 868	9 796 900	112,1%	1 059 032



Rzeczowe aktywa trwałe	8 308 650	9 076 871	109,2%	768 221
Użytkowanie wieczyste gruntów	29 208	69 496	237,9%	40 288
Wartości niematerialne	145 141	267 176	184,1%	122 035
Nieruchomości inwestycyjne	8 203	32 219	392,8%	24 016
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	170 220	278 854	163,8%	108 634
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	74 867	70 490	94,2%	-4 377
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 411	1 557	110,3%	146
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	168	237	141,1%	69
Aktywa obrotowe	4 098 837	3 881 491	94,7%	-217 346
Zapasy	242 058	340 685	140,7%	98 627
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	922 460	1 052 119	114,1%	129 659
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	1 819	15 004	824,8%	13 185
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	250 934	531 883	212,0%	280 949
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 781 939	723 439	40,6%	-1 058 500
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	899 627	1 218 361	135,4%	318 734
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	0	21 503	x	21 503
Razem aktywa	12 836 705	13 699 894	106,7%	863 189



Pasywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	31 grudnia 2011 r.		
Razem kapitał własny	9 876 471	10 479 762	106,1%	603 291
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	100,0%	0
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	100,0%	0
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	1 144 336	1 144 336	100,0%	0
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	50 922	49 565	97,3%	-1 357
Pozostałe kapitały	-22 110	-21 710	98,2%	400
Zyski zatrzymane	4 458 944	5 058 001	113,4%	599 057
Udziały mniejszości	23 897	29 088	121,7%	5 191
Razem zobowiązania	2 960 234	3 220 132	108,8%	259 898
Zobowiązania długoterminowe	1 373 976	1 447 783	105,4%	73 807
Zobowiązania krótkoterminowe	1 586 258	1 772 349	111,7%	186 091
Razem pasywa	12 836 705	13 699 894	106,7%	863 189

Na dzień 31 grudnia 2011 r. suma bilansowa Grupy wynosiła 13.699.894 tys. zł i zwiększyła się o 863.189 tys. zł, tj. o 6,7% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2010 r.

Aktywa trwałe na dzień 31 grudnia 2011 r. wyniosły 9.796.900 tys. zł i zwiększyły się wobec stanu na koniec roku ubiegłego o 1.059.032 tys. zł, co spowodowane jest głównie zakupem akcji Elektrociepłowni Białystok, która z dniem 1 czerwca 2011 r. stała się spółką zależną ENEA S.A. (dotychczas spółka stowarzyszona), zakupem udziałów spółki Windfarm Polska, nabyciem przez Elektrownie Wodne Elektrowni Wiatrowych ENEA Centrum S.A. spółka komandytowa w Darżynie oraz wzrostem majątku sieciowego.

Na koniec grudnia 2011 r. aktywa obrotowe ukształtowały się na poziomie 3.881.491 tys. zł i spadły w porównaniu do stanu na koniec 2010 r. o 217.346 tys. zł (o 5,3%). W aktywach obrotowych zmniejszeniu uległa suma pozycji aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat oraz środków pieniężnych, głównie w związku z zakupem akcji EC Białystok oraz z zakupem udziałów spółki Windfarm Polska. Ponadto zwiększeniu uległy aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności w Elektrowni Kozienice, w związku z lokowaniem większej ilości środków pieniężnych na lokatach o terminie zapadalności powyżej 3 miesięcy. Dodatkowo zwiększyły się zapasy ze względu na wyższy zapas węgla oraz



wyższy zapas świadectw pochodzenia energii w Elektrowni Kozienice i EC Białystok oraz należności z tytułu dostaw i usług.

Dominującym źródłem finansowania majątku Grupy jest kapitał własny, który na koniec grudnia 2011 r. wyniósł 10.479.762 tys. zł i był wyższy od stanu na koniec grudnia 2010 r. o 603.291 tys. zł tj. o 6,1%. Na odchylenie wpływa wypracowany zysk w 2011 r. oraz wartość wypłaconej dywidendy dla akcjonariuszy za rok 2010.

Wartość zobowiązań długoterminowych Grupy wyniosła na dzień 31 grudnia 2011 r. 1.447.783 tys. zł i uległa zwiększeniu o 73.807 tys. zł tj. o 5,4% w relacji do stanu na koniec grudnia 2010 r. Wynika to głównie ze uwzględnienia rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego w EC Białystok i zwiększenia rezerwy na pozostałe zobowiązania i obciążenia w ENEA Operator. Zwiększeniu uległy również zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych (EC Białystok i ENEA Operator). Ponadto zmniejszeniu uległo rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych.

Zobowiązania krótkoterminowe ukształtowały się na poziomie 1.772.349 tys. zł i zwiększyły się o 186.091 tys. zł (o 11,7%) w porównaniu do stanu na koniec roku ubiegłego, głównie w związku ze wzrostem zobowiązań z tytułu dostaw i usług, co zostało spowodowane mniejszymi korektami zobowiązań wewnątrzgrupowych.

3.1.3. Sytuacja pieniężna

Rachunek przepływów pieniężnych w tys. zł	Na dzień		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	31 grudnia 2011 r.		
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 275 667	1 410 051	110,5%	134 384
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-1 067 613	-855 937	80,2%	211 676
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-210 970	-235 380	111,6%	-24 410
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	-2 916	318 734	x	321 650
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	899 627	1 218 361	135,4%	318 734

Stan środków pieniężnych Grupy na koniec grudnia 2011 r. wyniósł 1.218.361 tys. zł i był wyższy o 318.734 tys. zł od poziomu osiągniętego na koniec grudnia 2010 r. (899.627 tys. zł).

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 1.410.051 tys. zł w 2011 r. i są wyższe o 134.384 tys. zł niż w 2010 r. (1.275.667 tys. zł). Wzrost ten spowodowany był przede wszystkim wypracowaniem wyższego wyniku finansowego netto.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wyniosły -855.937 tys. zł w 2011 r. natomiast w 2010 r. wyniosły -1.067.613 tys. zł. Zmiana w wysokości 211.676 tys. zł wynika głównie z uzyskania wyższych wpływów ze zbycia aktywów finansowych przy niższej wartości nabycia aktywów finansowych. Jednocześnie zwiększeniu uległa wartość nabycia rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych oraz wartość nabycia jednostek zależnych (EC Białystok, Windfarm Polska, Farma Wiatrowa Darżyno, Annacond Enterprises, Dobbitt Energia).

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły -235.380 tys. zł w 2011 r. natomiast w 2010 r. -210.970 tys. zł. Zmiana w wysokości -24.410 tys. zł była spowodowana głównie wyższymi wydatkami związanymi z wypłatą dywidendy dla akcjonariuszy.



3.1.4. Analiza wskaźnikowa

Wyszczególnienie	2010 r.	2011 r.
WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI		
ROE - rentowność kapitału własnego		
<i>zysk (strata) brutto</i>	8,2%	9,4%
<i>kapitał własny</i>		
ROA - rentowność aktywów		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	5,5%	6,2%
<i>aktywa całkowite</i>		
Rentowność netto		
<i>zysk (strata) netto</i>	8,2%	8,2%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Rentowność operacyjna		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	9,1%	8,7%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Rentowność EBITDA		
<i>zysk (strata) operacyjny + amortyzacja</i>	17,4%	16,1%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		



WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ

Wskaźnik bieżącej płynności

aktywa obrotowe

2,6

2,2

zobowiązania krótkoterminowe

Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi

kapitał własny

113,0%

107,0%

aktywa trwałe

Wskaźnik zadłużenia ogólnego

zobowiązania ogółem

23,1%

23,5%

aktywa całkowite

WSKAŹNIKI AKTYWNOŚCI GOSPODARCZEJ

Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach

śr. stan należności z tyt. dostaw i usług netto i pozostałych x liczba dni

42

37

przychody ze sprzedaży netto

Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach

śr. stan zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni

63

54

koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów

Cykl rotacji zapasów w dniach



<i>śr. stan zapasów x liczba dni</i>		
	17	14
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		

W 2011 r. Grupa wypracowała dodatni wynik finansowy i osiągnęła dodatnią wartość wskaźników rentowności. Rentowność EBITDA wyniosła 16,1% i ukształtowała się na niższym poziomie w porównaniu do wykonania 2010 r. (17,4%).

Rentowność netto osiągnięta przez Grupę w 2011 r. wyniosła 8,2% i ukształtowała się na takim samym poziomie w porównaniu do roku ubiegłego.

Nastąpił wzrost efektywności działania Grupy mierzony wskaźnikami aktywności gospodarczej ROE i ROA. Wskaźnik ROE w 2010 r. wyniósł 8,2% i uległ zwiększeniu do 9,4% w 2011 r., co wynika z osiągnięcia wyższego zysku przed opodatkowaniem w 2011 r. niż w roku ubiegłym. Wskaźnik ROA zwiększył się z 5,5% w 2010 r. do 6,2% w 2011 r., co jest konsekwencją osiągnięcia wyższego zysku operacyjnego.

Grupa posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł w 2011 r. 2,2. Jego poziom wynika z wysokiego stanu aktywów obrotowych w związku z ulokowaniem w aktywach finansowych środków uzyskanych z emisji akcji na GPW w 2008 r.

Wskaźnik rotacji należności ukształtował się w 2011 r. na niższym poziomie w porównaniu do ubiegłego roku (o 5 dni) i wyniósł 37 dni, natomiast cykl rotacji zobowiązań w 2011 r. osiągnął poziom 54 dni, a więc o 9 dni mniej niż w roku ubiegłym. Należy zwrócić uwagę, że utrzymano prawidłową relację pomiędzy wskaźnikiem rotacji należności i zobowiązań (zobowiązania regulowane są po uzyskaniu należności), co z kolei korzystnie wpływa na płynność finansową Grupy. Cykl rotacji zapasów osiągnął poziom 14 dni w 2011 r., co oznacza szybszą o 3 dni rotację zapasów niż w roku ubiegłym.

Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na koniec grudnia 2011 r. 23,5% natomiast wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. 107% (na dzień 31 grudnia 2010 r. 113%).

3.2. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA w 2011 r. w ujęciu kwartalnym.

3.2.1. Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.	IV kwartał 2011 r.	2011 r.	Odchylenie [II - I kw.]	Odchylenie [III - II kw.]	Odchylenie [IV-III kw.]
Przychody ze sprzedaży netto	2 472 230	2 273 446	2 422 274	2 520 999	9 688 949	-198 784	148 828	98 725
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 187 722	2 117 809	2 184 013	2 425 492	8 915 036	-69 913	66 204	241 479
Pozostałe przychody operacyjne	25 452	30 906	134 766	57 207	248 331	5 454	103 860	-77 559
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-291	3 336	-2 998	-12 925	-12 878	3 627	-6 334	-9 927
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych	0	0	5 634	772	6 406	0	5 634	-4 862



aktywów trwałych								
Pozostałe koszty operacyjne	26 874	34 445	27 701	69 716	158 736	7 571	-6 744	42 015
Zysk (strata) operacyjny	282 795	155 434	336 694	69 301	844 224	-127 361	181 260	-267 393
Koszty finansowe	6 963	1 074	21 676	17 174	46 887	-5 889	20 602	-4 502
Przychody finansowe	34 142	48 800	60 972	40 156	184 070	14 658	12 172	-20 816
Przychody z tytułu dywidend	0	741	697	0	1 438	741	-44	-697
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	1 872	6 587	-5 078	1 148	4 529	4 715	-11 665	6 226
Zysk (strata) przed opodatkowaniem	311 846	210 488	371 609	93 431	987 374	-101 358	161 121	-278 178
Podatek dochodowy	64 484	43 737	64 967	21 665	194 853	-20 747	21 230	-43 302
Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego	247 362	166 751	306 642	71 766	792 521	-80 611	139 891	-234 876
EBITDA	439 440	325 655	529 410	261 310	1 555 815	-113 785	203 755	-268 100

3.2.2. Przychody ze sprzedaży

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.	IV kwartał 2011 r.	2011 r.	Odchylenie [II - I kw.]	Odchylenie [III - II kw.]	Odchylenie [IV - III kw.]
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 720 393	1 542 484	1 582 942	1 662 182	6 508 001	-177 909	40 458	79 240
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	673 558	632 307	645 571	690 674	2 642 110	-41 251	13 264	45 103
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	21 920	24 853	36 314	40 270	123 357	2 933	11 461	3 956
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	35 676	55 929	129 504	66 746	287 855	20 253	73 575	-62 758
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	5 374	3 710	10 146	19 230	5 374	-1 664	6 436
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	0	0	2 472	0	2 472	0	2 472	-2 472
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	20 683	12 499	21 761	50 981	105 924	-8 184	9 262	29 220
Razem przychody ze sprzedaży netto	2 472 230	2 273 446	2 422 274	2 520 999	9 688 949	-198 784	148 828	98 725



3.2.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.	IV kwartał 2011 r.	2011 r.	Odchylenie [II - I kw.]	Odchylenie [III - II kw.]	Odchylenie [IV - III kw.]
Amortyzacja	156 645	170 221	192 716	192 009	711 591	13 576	22 495	-707
Koszty świadczeń pracowniczych	225 795	238 097	237 086	311 432	1 012 410	12 302	-1 011	74 346
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	361 077	387 423	467 884	528 487	1 744 871	26 346	80 461	60 603
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	1 134 437	989 669	952 133	1 036 318	4 112 557	-144 768	-37 536	84 185
Usługi przesyłowe	179 762	175 589	179 342	179 187	713 880	-4 173	3 753	-155
Inne usługi obce	75 220	106 368	106 335	126 963	414 886	31 148	-33	20 628
Podatki i opłaty	54 786	50 442	48 517	51 096	204 841	-4 344	-1 925	2 579
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 187 722	2 117 809	2 184 013	2 425 492	8 915 036	-69 913	66 204	241 479

3.3. Prognozy wyników finansowych

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz skonsolidowanych wyników finansowych na rok 2011.

3.4. Zarządzanie zasobami finansowymi

W trakcie roku obrotowego ENEA S.A. dysponowała środkami finansowymi gwarantującymi obsługę wszystkich bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością Spółki. Saldo dostępnych środków pieniężnych umożliwia elastyczne realizowanie bieżących zobowiązań. Zarządzanie płynnością Spółki koncentruje się na szczegółowej analizie spływu należności, stałym monitoringu rachunków bankowych, jak również bieżącej koncentracji środków pieniężnych na rachunki skonsolidowane, powstałe nadwyżki finansowe Spółka lokuje w aktywa obrotowe w formie lokat terminowych. Środki pieniężne pochodzące z emisji zarządzane są przez wyspecjalizowaną firmę zewnętrzną. Zgodnie z umową środki pochodzące z emisji są inwestowane w instrumenty o minimalnym ryzyku, tj. instrumenty dłużne emitowane, poręczone lub gwarantowane przez Skarb Państwa oraz depozyty bankowe.

W 2011 r. ENEA S.A. posiadała dostęp do kredytów obrotowych w bankach BZ WBK S.A., Pekao S.A. oraz PKO BP S.A. Łączny limit z tytułu wyżej wymienionych kredytów obrotowych na dzień 31 grudnia 2011 r. wynosił 150.000 tys. zł.

ENEA S.A. w trakcie roku obrotowego sporadycznie korzystała z kredytów obrotowych na finansowanie bieżącej działalności.

Spółka nie zaciągała kredytów pod zastaw, hipotekę, przewłaszczenie aktywów trwałych lub przewłaszczenie zorganizowanej części przedsiębiorstwa.



Zabezpieczeniami wyżej wymienionych kredytów bankowych są pełnomocnictwa do rachunków bieżących w bankach oraz oświadczenia o dobrowolnym poddaniu się egzekucji.

Wykaz otwartych linii kredytowych posiadanych przez spółki zależne prezentuje poniższa tabela:

Spółka zależna	Bank	Limit kredytowy [tys. zł]	Kwota kredytu wykorzystana na dzień 31.12.2011 r. [tys. zł]
Auto-Styl Sp. z o.o.	Volkswagen Bank SA	6 500	3 440
BHU	BPH	2 500	0,00
Hotel Edison	BZ WBK	300	245
IT Serwis	BZ WBK	1 500	875
MEC Piła	Millennium S.A.	1 000	0
ENEA Operator	BZ WBK	150 000	0
RAZEM		161 800	4 560

3.5. Informacja o instrumentach finansowych

3.5.1. Wykorzystywane instrumenty finansowe

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. zawarła jedną transakcję terminową (forward), której celem było zabezpieczenie ryzyka kursowego (EUR/PLN) związanego z realizacją umowy dotyczącej zakupu aktywów. Wynik na wyżej wymienionej transakcji na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego był dodatni, przy czym na tle wyników Grupy był to wynik nieistotny.

Transakcje zabezpieczające ryzyko walutowe były zawierane również po dacie bilansu.

Transakcje terminowe zawierane były również w roku obrotowym 2011 przez jedną ze spółek zależnych – Elektrociepłownię Białystok. Spółka zależna sprzedała nadwyżkę uprawnień do emisji CO₂ dotyczącą limitu na lata 2008-2012 w formie kontraktów terminowych i zawarła umowy na zamianę uprawnień EUA na CER. Umowy zostały częściowo zrealizowane w grudniu 2011 r., a drugi termin realizacji to grudzień 2012 r. W obu przypadkach były to transakcje w walucie EUR. Spółka zawarła kontrakty forward na sprzedaż tej waluty. Łączny wynik spółki zależnej EC Białystok na kontaktach typu forward wyniósł na dzień 31.12.2011 r. 7.595 tys. PLN. Wynik ten oraz wartość nominalna zawartych przez Elektrociepłownię Białystok kontraktów terminowych jest istotna na tle wyników Spółki, jednak nieistotna na tle wyników Grupy. Wynik ten jest również istotny na tle kapitałów własnych Elektrociepłowni Białystok.

W 2011 r. Elektrociepłownia Białystok zawarła również kontrakty forward na zakup EUR w związku z umowami na zakup biomasy, w których cena surowca wyrażona jest w tej walucie.

Poniższa tabela zawiera wykaz kontraktów terminowych zawartych przez ENEA S.A. oraz spółki z Grupy na dzień 31 grudnia 2011 r.



Kontrakty forward	łączna wartość nominalna transakcji	Termin zapadalności transakcji	Wycena transakcji na dzień 31 grudnia 2011 r.
ENEA S.A.			
kontrakt forward EUR/PLN	25 000 tys. EUR/110 875 tys. zł	24.02.2012 r.	142,8 tys. zł
EC Białystok			
kontrakty forward na prawo do emisji CO ₂	5 491 tys. EUR	17.12.2012 r.	10 769 tys. zł
kontrakty forward EUR/PLN	11 060 tys. EUR		-3 174 tys. zł
Wynik na kontraktach forward w EC Białystok			7 595 tys. zł

Poniższa tabela zawiera szczegółowy wykaz kontraktów forward EUR/PLN zawartych przez Elektrociepłownię Białystok na dzień 31 grudnia 2011 r.

Kontrakty forward	łączna wartość nominalna transakcji	Termin zapadalności transakcji	Wycena transakcji na dzień 31 grudnia 2011 r.
kontrakty forward sprzedaż EUR/PLN	3 108 tys. EUR	30.01.2012 r.	-1 239 tys. zł
kontrakty forward sprzedaż EUR/PLN	3 212 tys. EUR	30.01.2013 r.	-1 451 tys. zł
kontrakty forward sprzedaż EUR/PLN	400 tys. EUR	16.01.2012 r.	-41 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	340 tys. EUR	15.02.2012 r.	-35 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	400 tys. EUR	15.03.2012 r.	-42 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	280 tys. EUR	16.04.2012 r.	-29 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	280 tys. EUR	15.05.2012 r.	-29 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	340 tys. EUR	15.06.2012 r.	-35 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	450 tys. EUR	16.07.2012 r.	-46 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	450 tys. EUR	16.08.2012 r.	-46 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	450 tys. EUR	14.09.2012 r.	-46 tys. zł



kontrakty forward zakup EUR/PLN	450 tys. EUR	15.10.2012 r.	-45 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	450 tys. EUR	15.11.2012 r.	-45 tys. zł
kontrakty forward zakup EUR/PLN	450 tys. EUR	15.12.2012 r.	-45 tys. zł
Razem kontrakty forward EUR/PLN			-3 174 tys. zł

3.5.2. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Efektywne zarządzanie finansowe musi uwzględniać zarówno ryzyko, jak i wyniki finansowe. Ryzyko finansowe wiąże się z nieoczekiwanymi zmianami przepływów pieniężnych, które wynikają z aktywności na rynkach finansowych lub działalności operacyjnej.

W Grupie można zidentyfikować następujące obszary występowania ryzyka:

- *Ryzyko kredytowe* jest to ryzyko poniesienia przez Grupę strat finansowych na skutek niewypełnienia przez klienta lub kontrahenta będącego stroną instrumentu finansowego swoich kontraktowych zobowiązań. Główne czynniki mające wpływ na występowanie ryzyka kredytowego w przypadku Grupy to:
 - duża liczba drobnych odbiorców wpływająca na wysokie koszty kontrolowania spływu należności;
 - konieczność dostarczania energii elektrycznej jednostkom budżetowym będącym w trudnej sytuacji finansowej;
 - wymogi prawne regulujące zasady wstrzymywania dostaw energii elektrycznej na skutek braku płatności.

W Grupie Kapitałowej ryzyko kredytowe w odniesieniu do należności różni się dla poszczególnych segmentów rynku, w których Grupa operuje:

- Sprzedaż energii elektrycznej i usług dystrybucji indywidualnym odbiorcom – w segmencie tym występuje spora ilość należności przeterminowanych. Choć nie stanowią one znaczącego zagrożenia dla finansów Grupy, podjęto działania zmierzające do ich umniejszenia. Sukcesywnie prowadzone są działania zmierzające do usprawnienia procesu windykacji polegające na tworzeniu nowych i aktualizacji dotychczas funkcjonujących instrukcji i zasad dotyczących windykacji, a także na nawiązywaniu współpracy z wyspecjalizowanymi podmiotami. Windykacja należności rozpoczyna się po 20-25 dniu po terminie płatności. Wprowadzenie jednolitych zasad prowadzenia windykacji, w tym windykacji miękkiej pozwala uzyskać krótszy czas zwrotu gotówki oraz uniknąć długotrwałej i często nieskutecznej windykacji twardej, tj. egzekucji sądowej i komorniczej. Do postępowania sądowego i egzekucyjnego są przekazywane sprawy o wartości powyżej limitu opłacalności windykacji.
- Sprzedaż energii elektrycznej i usług dystrybucji klientom biznesowym, kluczowym i strategicznym – kwoty należności przeterminowanych w tym segmencie są większe niż w przypadku indywidualnych odbiorców. Zasady windykacji są jednak podobne, podejmowane są one po upływie 6-10 dni roboczych po terminie płatności.
- Pozostałe należności – w porównaniu z dwoma wcześniejszymi segmentami kwoty należności przeterminowanych są nieistotne.

Kluczową rolę w procesie odzyskiwania należności odgrywiają pracownicy nadzorujący kontakt z klientami. Są to osoby monitorujące proces ściągania długu, które w drodze kontaktu z klientem starają się odzyskać należność, której termin zapłaty już minął. Współpraca z dłużnikiem, rozpoznanie jego obecnej i przyszłej sytuacji finansowej jest jednym z zadań powołanych do tego celu służb. W Grupie monitoruje się na bieżąco wysokość przeterminowanych należności, dokonuje się odpisów aktualizujących, w uzasadnionych przypadkach występuje się z roszczeniami prawnymi.



- *Ryzyko utraty płynności finansowej* to ryzyko wystąpienia braku możliwości spłaty przez Grupę jej zobowiązań w momencie ich wymagalności. Celem działań prowadzonych przez Spółki Grupy w zakresie zarządzania ryzykiem płynności jest ograniczenie, do akceptowalnego poziomu, prawdopodobieństwa utraty lub ograniczenia zdolności do regulowania zobowiązań. W szczególności w efekcie tych działań polityka zakłada zapewnione zdolności do skutecznego reagowania na tzw. kryzysy płynności, tj. okresu znacznego zapotrzebowania na środki płynne.

Polityka zarządzania ryzykiem utraty płynności finansowej zakłada zapewnienie dostępności środków pieniężnych na poziomie pozwalającym na regulowanie zobowiązań w toku normalnej działalności i umożliwiającym jednocześnie niezakłóconą kontynuację działalności w sytuacjach kryzysu płynności przez okres niezbędny do uruchomienia awaryjnego planu finansowania pozwalającego na szybkie zwiększenie płynności. W zakresie zarządzania płynnością Grupa koncentruje się na szczegółowej analizie spływu należności, bieżącym monitoringu rachunków bankowych jak również bieżącej koncentracji środków pieniężnych na rachunki skonsolidowane, powstałe nadwyżki finansowe Spółki Grupy lokują w aktywa obrotowe w formie lokat terminowych. W celu ograniczenia ryzyka płynności i zapewnienia stabilności źródeł finansowania Grupa dywersyfikuje źródła finansowania zewnętrznego. Stałe zarządzanie ryzykiem w wymienionych obszarach oraz pozycja rynkowa i finansowa Grupy pozwala na stwierdzenie, że ryzyko utraty płynności finansowej utrzymuje się na poziomie minimalnym.

Ryzyko walutowe związane jest z możliwym występowaniem zmian w generowanych przez spółki Grupy przepływach pieniężnych wskutek zmienności kursów walutowych, w których te wielkości są denominowane.

W okresie sprawozdawczym spółki Grupy Kapitałowej zawierały transakcje terminowe zabezpieczające ryzyko walutowe. Wartość zawieranych transakcji oraz osiągnięte wyniki są nieistotne na tle wyników Grupy. Transakcje zabezpieczające ryzyko walutowe były zawierane również po dacie bilansu.

Pełna informacja na temat wpływu ryzyka walutowego została zaprezentowana w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok 2011 w nocie 26.5.

- *Ryzyko zmiany stóp procentowych*, na które ekspozycja jest Grupa związane jest z istniejącym zadłużeniem spółek Grupy z tytułu zaciągniętych kredytów i pożyczek, a także z aktywami finansowymi w postaci portfela dłużnych papierów wartościowych oraz lokat bankowych. W stosunku do powyższych spółki Grupy starają się operować w oparciu o oprocentowanie zmienne, kalkulowane w korelacji ze stawkami rynkowymi (międzybankowymi).

Pełna informacja na temat wpływu ryzyka zmiany stóp procentowych została zaprezentowana w Skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok 2011 w nocie 26.6.

- *Ryzyko towarowe związane* jest z możliwym wystąpieniem zmian w generowanych przez Grupę przychodach / przepływach pieniężnych wskutek, przede wszystkim, zmienności cen towarów, a także wahań w zakresie popytu na oferowane przez Grupę produkty. Celem zarządzania ryzykiem towarowym jest utrzymanie ekspozycji na to ryzyko w akceptowalnych ramach, przy jednoczesnej optymalizacji zwrotu z ryzyka.

Specyficznym aspektem ryzyka towarowego Grupy jest fakt, iż działając jako zintegrowane przedsiębiorstwo energetyczne posiadające jednocześnie koncesję na obrót i dystrybucję energii elektrycznej ma obowiązek przedkładania do zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej dla grup taryfowych G w pakietach: domowy, przedpłatowy. Przedsiębiorstwa, które zajmują się wytwarzaniem i obrotem energią z takiego obowiązku są zwolnione. Grupa kupuje więc energię po cenach rynkowych natomiast swoją taryfę kalkuluje w oparciu o koszty uznane przez Prezesa URE za uzasadnione oraz z uwzględnieniem marży (w obrocie) lub zwrotu z kapitału (w dystrybucji) planowanych na kolejny okres taryfowy. W związku z powyższym Grupa w okresie obowiązywania taryfy ma ograniczone możliwości przenoszenia niekorzystnych dla Grupy zmian kosztów swojej działalności na końcowych odbiorców energii elektrycznej. Wniosek o korektę taryfy Grupa może złożyć do Prezesa URE tylko w przypadku drastycznego wzrostu kosztów z przyczyn od niej niezależnych



3.6. Czynniki i zdarzenia nietypowe mające wpływ na wynik

Czynniki oraz zdarzenia nietypowe, mające wpływ na wynik finansowy w 2011 r. zaprezentowane zostały w pkt 3.1 powyżej, pn. „Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym”.

3.7. Ważniejsze zdarzenia mające lub mogące mieć w przyszłości znaczący wpływ na działalność oraz wyniki finansowe

Do zdarzeń mogących mieć w przyszłości wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy Kapitałowej można zaliczyć okoliczności i czynniki decydujące o perspektywach rozwoju Spółki, opisane poniżej w rozdziale 4 niniejszego sprawozdania, pn. „Perspektywy rozwoju oraz opis ryzyk i zagrożeń”.

3.8. Opis istotnych pozycji pozabilansowych

Opis istotnych pozycji pozabilansowych zaprezentowany został w punkcie 2.4.5 powyżej, pn. „Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje”.

3.9. Opis wykorzystania przez emitenta wpływów z emisji

ENEA S.A. w roku obrotowym 2011 nie przeprowadzała emisji papierów wartościowych.

Środki pozyskane przez ENEA S.A. w drodze oferty publicznej przeprowadzonej w 2008 r. są lokowane w instrumenty o minimalnym ryzyku, tj. instrumenty dłużne emitowane, poręczone lub gwarantowane przez Skarb Państwa oraz depozyty bankowe. Przychody z tytułu wyżej wymienionych inwestycji w 2011 r. wyniosły 78.688 tys. PLN.

Planowany sposób wykorzystania środków z emisji akcji serii C opisany został szczegółowo w prospekcie emisyjnym sporządzonym w związku z emisją tychże akcji.

3.10. Źródła finansowania programu inwestycyjnego

Zapytanie ofertowe skierowane do banków w IV kwartale 2011 r., które dotyczyło możliwości pozyskania finansowania w formie emisji obligacji w ramach programu spotkało się z dużym zainteresowaniem zaproszonych banków komercyjnych. Kwota oferowanego Spółce finansowania jest wyższa od spodziewanego zapotrzebowania. Planowany Program emisji obligacji jest jednym z wielu możliwych źródeł finansowania inwestycji w Grupie, w szczególności segmentu wytwarzania i segmentu dystrybucji. Należy przy tym zwrócić uwagę na wysoki poziom środków własnych posiadanych przez Grupę, które będą stopniowo wykorzystywane na realizację programu inwestycyjnego.

Dodatkowo ENEA S.A. podjęła działania mające na celu pozyskanie środków z instytucji multilateralnych. W chwili obecnej Spółka prowadzi z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI), rozmowy dotyczące możliwości pozyskania finansowania w formie kredytu na realizację programu inwestycyjnego Grupy dotyczącego obszaru dystrybucji energii elektrycznej. Planuje się, że finansowanie, o którym mowa powyżej będzie mieć charakter długoterminowy. Łączna kwota finansowania, o które ubiega się ENEA S.A. w EBI jest szacowana na kwotę 950 mln zł.

Ponadto ENEA S.A. prowadzi równolegle rozmowy z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju (EBOR) w zakresie możliwości pozyskania maksymalnie 800 mln zł niezabezpieczonego kredytu długoterminowego (do 15 lat) na realizację programu inwestycyjnego Grupy dotyczącego obszaru dystrybucji energii elektrycznej.

Planuje się, że finansowanie z EBI i EBOR zostałyby pozyskane w połowie 2012 r. i byłoby wykorzystywane stopniowo w ustalonym z Bankami okresie dostępności.

Środki, o które ENEA S.A. ubiega się w EBI i EBOR byłyby jednym z podstawowych źródeł finansowania programu inwestycyjnego w latach 2012–2015 o szacunkowej wartości 3,2 mld zł w obszarze dystrybucji energii elektrycznej. Inwestycje w obszarze dystrybucji dotyczą między innymi rozbudowy sieci, zmniejszenia strat sieciowych energii, poprawy jakości dystrybucji, jak również umożliwienia podłączenia do sieci nowych



producentów odnawialnych źródeł energii. W najbliższych latach ENEA Operator przewiduje przyłączenie do sieci źródeł odnawialnych o mocy powyżej 500 MW.

Istotne znaczenie dla pozyskiwania finansowania programu inwestycyjnego ma silna pozycja Grupy na polskim rynku elektroenergetycznym oraz rozważna polityka finansowa potwierdzona w dniu 14 kwietnia 2011 r. przez agencję Fitch Ratings, która nadała ENEA S.A. długoterminowe wysokie ratingi podmiotu w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB” oraz długoterminowy rating krajowy na poziomie „A(pol)”, z perspektywą stabilną.

4. PERSPEKTYWY ROZWOJU ORAZ OPIS RYZYK I ZAGROŻEŃ

Perspektywy rozwoju Grupy zależą od szeregu wewnętrznych i zewnętrznych czynników prawnych i makroekonomicznych, które jednocześnie w przypadku wystąpienia istotnych odchyśleń od standardowych lub zakładanych parametrów (lub odpowiednio okoliczności związanych z tymi czynnikami) mogą jednocześnie stanowić ryzyka i zagrożenia dla realizacji pożądaných wyników lub rozwoju Grupy.

4.1. Istotne czynniki rozwoju i ryzyka prowadzonej działalności

4.1.1. Ogólny stan gospodarki

Kondycja Grupy w 2011 r. w pewnym stopniu była uwarunkowana ogólnymi trendami w gospodarce narodowej. Rok 2011 dla polskiej gospodarki był rokiem wzrostu gospodarczego. Według danych GUS wzrost Produktu Krajowego Brutto (PKB) w cenach stałych roku poprzedniego wzrósł w 2011 r. o 4,3% r/r wobec wzrostu o 3,9% w poprzednim roku.

Wartość dodana brutto w gospodarce narodowej w 2011 r. wzrosła o 4% r/r (wobec +3,9% r/r rok wcześniej). Wartość dodana brutto w przemyśle wzrosła o 6,3% (wobec +9,4% r/r rok wcześniej) w budownictwie wzrosła o 11,8% (wobec +6,4% r/r rok wcześniej), a w handlu i naprawach o 4,6% (wobec +2,6% r/r rok wcześniej).

Popyt krajowy zwiększył się o 3,8% r/r (wobec +4,6% r/r rok wcześniej), spożycie ogółem wzrosło o 2,1% (wobec +3,5% r/r rok wcześniej), a spożycie indywidualne zwiększyło się o 3,1% (wobec +3,2% r/r rok wcześniej).

Według ekspertów wzrost PKB o 4,3% w 2011 r. jest sukcesem, ale w 2012 r. zakłada się, że wzrost PKB będzie niższy (2,5-3%).

Dynamika podstawowych wskaźników makroekonomicznych w odniesieniu do roku ubiegłego kształtuje się następująco:

Wyszczególnienie	j.m.	2010 r.	2011 r.*
PKB	wzrost w %	3,9	4,3
Wartość dodana w przemyśle	wzrost w %	9,4	6,3
Popyt krajowy	wzrost w %	4,6	3,8
Nakłady brutto na środki trwałe	wzrost w %	-2,0	7,5



Produkcja sprzedana przemysłu	wzrost w %	9,7	7,7
Przeciętne wynagrodzenie brutto	wzrost w %	5,4	4,4
Stopa bezrobocia	%	12,3	12,5
Inflacja	%	2,6	4,3
Export [EUR]	wzrost w %	19,5	12,8
Import [EUR]	wzrost w %	21,7	12,1

* część danych jest jedynie szacunkiem opublikowanym przez GUS

Nakłady brutto na środki trwałe w 2011 r. zwiększyły się o 7,5% r/r wobec spadku o 2% rok wcześniej. Niepewność co do przyszłej koniunktury sprawiła, że firmy wciąż stosunkowo niechętnie przeznaczają wypracowane nadwyżki na inwestycje. Według ekspertów, istotnymi przyczynami, dla których firmy wybierały bezpieczne formy lokowania nadwyżek były niewątpliwie spadki na giełdach oraz ogólnie niepewna sytuacja w światowej gospodarce. Kryzys zadłużenia, którego synonimem stały się problemy Grecji powodował, że realna stała się groźba wejścia światowej gospodarki w recesję, a w Polsce silnego spowolnienia.

Polski eksport w 2011 r. osiągnął wartość 135,8 mld euro i był wyższy o 12,8% niż rok wcześniej – wynika ze wstępnych danych GUS. Zgodnie z tymi danymi polski eksport rósł w 2011 r. szybciej od importu, który zwiększył się w zeszłym roku o 12,1% r/r sięgając 150,5 mld euro. Niemniej jednak w dalszym ciągu osłabia się dynamika wzrostu płac, a jednocześnie ponownie zaczęła rosnąć stopa bezrobocia.

4.1.2. Czynniki związane z działalnością gospodarczą

Wyniki naszej działalności, jak również sytuacja finansowa oraz nasze perspektywy rozwoju zależą od wielu czynników, na które wpływ wywierają zarówno stan polskiej gospodarki, jak i regionalna sytuacja ekonomiczna. Powyższe czynniki obejmują, między innymi, wzrost lub spadek produktu krajowego brutto, produkcji przemysłowej, inflacji, bezrobocia, średniego wynagrodzenia, wielkość i charakterystykę demograficzną populacji, a także rozwój sektora usług i przemysłu. Wszelkie przyszłe niekorzystne zmiany jednego lub kilku z powyższych czynników, w szczególności pogorszenie stanu polskiej gospodarki, mogą mieć negatywny wpływ na wyniki i sytuację finansową naszej Grupy.

Ponadto na naszą działalność, jako podmiotu sektora elektroenergetycznego uznanego za strategiczny, wpływ mogą mieć decyzje o charakterze politycznym. Chodzi tu głównie o kierunki polityki energetycznej kraju oraz decyzje strukturalne i własnościowe dotyczące przedsiębiorstw energetycznych kontrolowanych przez Skarb Państwa. Czynniki te mogą mieć istotny i negatywny wpływ na przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji, w szczególności w odniesieniu do odbiorców indywidualnych.

Nasza Grupa jest narażona na ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego. Otoczenie prawno-regulacyjne w Polsce, a w szczególności prawo dotyczące sektora energetycznego podlega zmianom. W konsekwencji regulacje prawne nie są interpretowane przez sądy oraz instytucje administracji publicznej w sposób jednolity.

Dodatkowo brak jest wypracowanej, jednolitej interpretacji prawa w zakresie funkcjonowania sektora energetycznego. W związku z powyższym istnieje duża niepewność, co do sposobu rozwiązania kwestii dotyczących naszej działalności w przypadku, gdyby stały się one przedmiotem postępowania sądowego. Dlatego też istnieje ryzyko niespodziewanych i niekorzystnych rozstrzygnięć, które mogłyby mieć negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.



Działalność naszej Grupy pozostaje również pod silnym wpływem zmian w zakresie prawa podatkowego. System podatkowy w Polsce podlega dynamicznym zmianom, wynikającym z potrzeby dostosowania tych regulacji do wymogów wynikających z prawa Unii Europejskiej. Rodzaj i zakres takich zmian, a także trudności interpretacyjne związane ze stosowaniem prawa podatkowego utrudniają zarówno codzienną działalność, jak i właściwe planowanie podatkowe. Praktyka organów skarbowych, jak i orzecznictwo sądowe w tej dziedzinie nie są jednolite. Przyjęcie przez organy podatkowe odmiennej niż nasza interpretacji przepisów podatkowych może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

4.1.3. Regulacje prawne i taryfy

Osiągane przez nas wyniki z działalności są zależne od szeregu regulacji i decyzji organów regulacyjnych, w szczególności w zakresie kształtowania cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych.

Nasza działalność jest prowadzona w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej.

Na naszą sytuację wpływ mają głównie przepisy Prawa Energetycznego oraz regulacje Unii Europejskiej, w szczególności z zakresu ochrony środowiska. Przedmiotowe regulacje prawne podlegają częstym zmianom, których nie jesteśmy w stanie przewidzieć, a które mogą skutkować brakiem spójności przepisów, na podstawie których prowadzimy działalność.

Organem do spraw regulacji sektora energetycznego w Polsce jest Prezes URE. Do kluczowych kompetencji Prezesa URE należy zatwierdzanie taryf i kontrola ich stosowania, a także zwalnianie oraz cofanie zwolnień z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, udzielanie i cofanie koncesji, wyznaczanie podmiotów na operatorów systemów, uzgadnianie planów rozwoju, nakładanie kar pieniężnych oraz kontrola wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków określonych w Prawie Energetycznym. Poza Prezesem URE również inne organy wykonując swoje kompetencje kontrolne i regulacyjne mogą wywierać znaczący wpływ na naszą działalność. Należą do nich w szczególności Prezes UOKiK oraz Komisja Europejska, które posiadają istotne kompetencje w procesie liberalizacji sektora energetycznego oraz w zakresie nadzoru nad jego realizacją. Kompetencje kontrolne i regulacyjne Prezesa URE oraz innych organów umożliwiają im wywieranie znaczącego wpływu na naszą działalność, a w szczególności na wysokość osiąganych przez nas przychodów. Zakres tych kompetencji może ulec w przyszłości zmianie na skutek czego organy te mogą uzyskać dodatkowe uprawnienia w zakresie prowadzonej przez nas działalności. Decyzje podejmowane przez te organy mogą mieć istotny negatywny wpływ na wysokość osiąganych przez nas przychodów.

Taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE, które stosujemy w naszej działalności są kalkulowane na podstawie elementów, których wysokość charakteryzuje się dużym stopniem uznaniowości ze strony Prezesa URE.

ENEA S.A. zobowiązana jest do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym przyłączonym do sieci ENEA Operator. Sposób kalkulacji taryf, zgodnie z przepisami prawa, ma zapewniać przedsiębiorstwu energetycznemu: (i) pokrycie planowanych na dany okres taryfowy kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione; oraz (ii) uzyskanie określonej marży przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Niektóre elementy kalkulacji taryf są wyliczane na podstawie przyjętych przez Prezesa URE modeli ekonomicznych i innych założeń, które nie uwzględniają rzeczywistych kosztów naszej działalności.

W konsekwencji elementy kalkulacji taryfy są przedmiotem, często długotrwałych, uzgodnień z Prezesem URE, które mogą nie doprowadzić do osiągnięcia zakładanych przez nas przychodów, co może negatywnie wpłynąć na poziom uzyskiwanych przez nas marż.

W praktyce taryfy są zatwierdzane najczęściej na okres jednego roku. W przypadku ponoszenia kosztów, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji taryfy lub zostały uwzględnione w niższej wysokości, mamy ograniczone możliwości uwzględnienia takich kosztów w taryfie. W praktyce Prezes URE akceptuje korektę taryfy tylko w przypadku znaczącego wzrostu kosztów z przyczyn od nas niezależnych.

Do dnia 31 grudnia 2007 r. działalność ENEA S.A. w zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym była objęta obowiązkiem przedstawiania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania, w wyniku decyzji Prezesa URE z dnia 14 maja 2008 r., jesteśmy zwolnieni z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE taryf dla energii elektrycznej z wyłączeniem taryfy



dla odbiorców z grup taryfowych G (gospodarstw domowych) przyłączonych do sieci ENEA Operator Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania stan prawny w przedmiotowym zakresie nie uległ zmianie.

W zakresie sprzedaży dla odbiorców z zespołu grup taryfowych G na rok 2011 dnia 4 października 2010 r. Prezes URE wezwał ENEA S.A. do przedłożenia wniosku taryfowego do zatwierdzenia. W odpowiedzi na wezwanie ENEA S.A. w dniu 13 października 2010 r. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie „Taryfy dla energii elektrycznej” dla grup taryfowych G na rok 2011. Postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia „Taryfy dla energii elektrycznej” dla grup taryfowych G na rok 2011 zakończyło się wydaniem Decyzji nr DTA-4211-51(17)/2010/2688/IV/BH z dnia 17 grudnia 2010 r., którą Prezes URE zatwierdził Taryfę dla grup taryfowych G na okres do 31 grudnia 2011 r. Taryfa ta, zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 877/2010 z dnia 21 grudnia 2010 r., zaczęła obowiązywać od dnia 1 stycznia 2011 r.

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom innym niż gospodarstwa domowe (zespoły grup taryfowych A, B i C) od 1 stycznia 2009 r. do 31 lipca 2011 r. obowiązywała „Taryfa dla energii elektrycznej” dla zespołów grup taryfowych A, B i C wprowadzona Uchwałą Zarządu ENEA nr 786/2008 z dnia 25 listopada 2008 r., zmieniona w zakresie cen energii elektrycznej od 1 czerwca 2009 r. Uchwałą Zarządu ENEA nr 266/2009 z dnia 27 kwietnia 2009 r. Od dnia 1 sierpnia 2011 r. obowiązuje „Taryfa dla energii elektrycznej” dla zespołów grup taryfowych A, B i C wprowadzona Uchwałą Zarządu ENEA nr 383/2011 z dnia 14 czerwca 2011 r.

W dniu 16 grudnia 2011 r. Decyzją nr DTA-4211-53(15)/2011/2688/V/BH Prezes URE zatwierdził „Taryfę dla energii elektrycznej” ENEA dla odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych, która zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 761/2011 z dnia 20 grudnia 2011 r. zaczęła obowiązywać od 1 stycznia 2012 r.

4.1.4. Ceny hurtowe energii elektrycznej

Ceny hurtowe energii elektrycznej zależą od wielu czynników, w tym czynników rynkowych i regulacyjnych.

W chwili obecnej hurtowy rynek obrotu energią jest w pełni zliberalizowany, tak więc osiągnąony przez nas poziom kosztów i przychodów jest uzależniony od cen energii elektrycznej obowiązujących w danym momencie na rynku. Z uwagi m.in. na wzrost cen paliw oraz coraz większy udział kosztów związanych z uczestnictwem w Europejskim Systemie Handlu Emisjami przewidywany jest wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym na lata następne.

Ponadto zmiany wprowadzone ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo Energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21 z dnia 8 lutego 2010 r. poz. 104), nakładają obowiązek sprzedaży energii elektrycznej na giełdach towarowych lub w sposób zapewniający publiczny i równy dostęp do energii elektrycznej na giełdach energetycznych lub internetowych platformach obrotu energią elektryczną na rynku regulowanym. Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne w tym zakresie weszła w życie od 9 sierpnia 2010 r., co miało przede wszystkim wpływ na zwiększenie wolumenu obrotu na giełdzie, a przez to większą reprezentatywność notowanych cen.

4.1.5. Dostawy i ceny węgla kamiennego oraz innych paliw

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej przez nasze podstawowe aktywa wytwórcze, tj. Elektrownię Kozienice, jest węgiel kamienny. W 2011 r. koszty węgla stanowiły około 45% kosztów operacyjnych Elektrowni. W zakresie dostaw węgla jesteśmy uzależnieni od czterech dostawców: Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A., który dostarczył nam w 2008 r. 54%, w 2009 r. 52% w 2010 r. ok. 61% a w 2011 r. również ok. 61% tego surowca w ujęciu ilościowym, Katowickiego Holdingu Węglowego S.A., Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. oraz Kompanii Węglowej S.A. Polski rynek dostaw węgla jest wysoce zmonopolizowany przez spółki należące do Skarbu Państwa, naszego głównego akcjonariusza, które kontrolują zdecydowaną większość krajowych dostaw węgla w ujęciu ilościowym, wyłączając spółkę Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która w 2010 r. stała się spółką prywatną. Nie ma pewności, że obowiązujące w chwili obecnej umowy na dostawę węgla, które zawarliśmy z naszymi głównymi dostawcami, nie zostaną rozwiązane, ani czy zostaną przedłużone po upływie okresu ich obowiązywania. Ponadto zgodnie z tymi umowami cena oraz ilość dostarczanego węgla są corocznie ustalane w drodze negocjacji. Nie ma pewności, że wynik takich negocjacji zawsze będzie dla nas korzystny. Jeżeli nie będziemy w stanie zawrzeć umów na dostawę węgla do Elektrowni Kozienice lub dostawy węgla zostaną zawieszane lub przerwane z innego powodu (np. w wyniku strajku pracowników kopalń), Elektrownia Kozienice może zostać zmuszona do sprowadzania węgla z odleglejszych terenów po wyższych cenach, wstrzymania lub ograniczenia wytwarzania energii elektrycznej do czasu



wznowienia dostaw węgla lub przystosowania swoich aktywów wytwórczych do wykorzystywania alternatywnych paliw, co może spowodować wzrost ponoszonych przez nią kosztów. Wzrost kosztów w Elektrowni Kozienice zostałyby odzwierciedlony w cenach sprzedawanej przez nas energii elektrycznej, co mogłoby spowodować, że nasze ceny stałyby się niekonkurencyjne w stosunku do cen energii elektrycznej sprzedawanej przez naszych konkurentów na rynku. Ponadto brak zdolności do utrzymywania zapasów węgla kamiennego na odpowiednim poziomie wymaganym przez prawo może z kolei skutkować nałożeniem na nas kar administracyjnych w wysokości do 15% naszych przychodów z działalności koncesjonowanej w poprzednim roku podatkowym.

W styczniu 2008 r. Elektrownia rozpoczęła wytwarzanie energii, przy współpalaniu biomasy jako paliwa. Współpalanie biomasy jest dokonywane w ośmiu blokach o mocy osiągalnej w przedziale 215-225 MW. Jako biomasa są używane, w szczególności pelety i brykiety z trocin oraz pelety i brykiety z łuski słonecznika. Elektrownia w 2011 r. posiadała umowy z 13 dostawcami biomasy. W 2010 r. (wg wag taśmociągowych), zużycie biomasy wyniosło 176.510,7 ton zaś w roku 2011 to 219.302,8 ton.

4.1.6. Obowiązki w zakresie uzyskania świadectw pochodzenia energii

Przepisy prawa nakładają na nas obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających: (i) wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach (certyfikaty „zielone”; oraz (ii) wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Kogeneracji-certyfikaty „czerwone”, „żółte” i „fioletowe”) lub, w razie nieprzedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w wymaganej ilości, do wniesienia opłat zastępczych. Ilość niezbędnych do uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia wynika z przepisów prawa i jest obliczana, jako procentowy udział energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym. Udział ten będzie zasadniczo rósł w kolejnych latach. Ponadto wzrastać może ilość energii elektrycznej sprzedawanej przez nas odbiorcom końcowym. Posiadane przez nas źródła energii odnawialnej lub wytwarzanej w kogeneracji, pozwalają jedynie w pewnym stopniu na wykonanie przez nas obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia. W konsekwencji Spółka zaopatruje się w świadectwa pochodzenia również od osób trzecich lub wnosi opłaty zastępcze, których wysokość dla każdego roku ogłasza Prezes URE.

Ponadto ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21 z dnia 8 lutego 2010 r. poz. 104) wprowadziła nowe jednostki wytwarzające energię w kogeneracji, które są objęte systemem certyfikatów (certyfikaty „fioletowe”). Rozporządzenie wykonawcze weszło jednak z opóźnieniem i ENEA S.A. jest zobligowana do umorzenia świadectw pochodzenia „fioletowych” lub poniesienia opłaty zastępczej tylko w zakresie sprzedaży odbiorcom końcowym od 20 września 2011 r.

4.1.7. Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe

Nasza działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej jest uzależniona od poziomu przydzielonych nam uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy. Przydział uprawnień do emisji dwutlenku węgla jest dokonywany na podstawie wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji. Na drugi okres rozliczeniowy handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (2008-2012), Elektrowni Kozienice zostały przyznane uprawnienia do emisji dwutlenku węgla w ilości 9,6 mln ton rocznie, co stanowi spadek o 8,6% w stosunku do średniorocznego przydziału w okresie od 2005 r. do 2007 r. Przy uwzględnieniu obecnej wielkości i sprawności mocy wytwórczych Elektrowni Kozienice, ten poziom uprawnień do emisji dwutlenku węgla odpowiada produkcji energii elektrycznej na poziomie około 10,9 TWh brutto rocznie, tj. o prawie 11,4% mniej niż energia elektryczna, którą Elektrownia Kozienice wytworzyła w 2010 r. Począwszy od roku 2013 spodziewane jest całkowite zniesienie nieodpłatnych przydziałów uprawnień do emisji dwutlenku węgla dla sektora energetycznego i zastąpienie ich systemem licytacji uprawnień do emisji. Istnieje jednak pewna szansa, że część uprawnień sektor energetyczny otrzyma w ramach darmowych przydziałów (70% w 2013, zmniejszane co roku o 10% aż do roku 2020 w którym całość uprawnień trzeba będzie nabywać w drodze aukcji). Należy podkreślić, że pozyskanie darmowych uprawnień w okresie 2013-2020 r. wymaga spełnienia szeregu bardzo złożonych wymagań - m.in. opracowania przez polski rząd i zatwierdzenia przez KE wiarygodnego i rzetelnego programu inwestycyjnego w zakresie inwestycji związanych z ochroną klimatu za kwotę odpowiadającą co do wielkości cenie ewentualnych darmowych uprawnień. W wymaganym terminie, tj. do 30 września 2011 r. Polska przygotowała i złożyła do Komisji Europejskiej wnioski o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na lata 2013-2019 na modernizację wytwarzania energii elektrycznej. Wniosek ten uwzględnia przydział darmowych uprawnień dla istniejących bloków Elektrowni Kozienice, jak również nowego projektowanego bloku nr XI o mocy ok. 1.000 MW. Spośród innych spółek grupy



ENEA na liście znajduje się również Elektrociepłownia Białystok.

W związku z koniecznością zakupu coraz większej ilości uprawnień koszty wytwarzania energii elektrycznej znacząco wzrosną. Możemy ponadto zostać zmuszeni do ponoszenia innych niemożliwych do przewidzenia kosztów w związku z uprawnieniami do emisji lub zmianami przepisów prawa i wynikających z nich wymagań w tym zakresie. Z uwagi na to możemy być zmuszeni do zmniejszenia ilości wytwarzanej energii lub do zwiększenia kosztów produkcji, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

4.1.8. Kontrakty długoterminowe

Ze względu na fakt uznania przez Komisję Europejską, że kontrakty długoterminowe z państwową spółką PSE S.A. dotyczące sprzedaży mocy i energii elektrycznej są niedozwoloną pomocą publiczną, Polski Parlament przyjął ustawę zmierzającą do likwidacji wyżej wymienionych kontraktów. Zgodnie z zapisami Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej z dnia 29 czerwca 2007 r. („Ustawa o rozwiązaniu KDT”) Grupa (Elektrownia Kozienice), począwszy od 1 kwietnia 2008 r. uprawniona jest do otrzymania rekompensaty z tytułu ponoszenia kosztów osieroconych wynikających z przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych. Zgodnie z tą ustawą Grupa będzie uprawniona do otrzymywania rekompensat w okresie do roku 2014.

Mechanizm rozliczeń z tytułu KDT przedstawia się następująco:

- do 31 sierpnia każdego roku spółki składają wnioski o zaliczki na poczet rozliczeń,
- do 31 lipca następnego roku Prezes URE ustala wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (korekta zaliczek),
- do 31 sierpnia roku następującego po zakończeniu okresu korygowania Prezes URE ustala wysokość korekty końcowej (dla Grupy będzie to 31 sierpnia 2015 r.).

Grupa opracowała model obliczeniowy, w oparciu o który występuje do Prezesa URE o zaliczki. Ustalenie należnych kwot nie jest jednoznaczne, ponieważ zależy od wielu czynników, w tym interpretacji zapisów ustawowych. Grupa postanowiła zaliczać do przychodów wyłącznie kwoty, które wynikają z decyzji o rocznej korekcie kosztów osieroconych.

Za 2008 r. Elektrownia Kozienice otrzymała od spółki Zarządca Rozliczeń S.A. zaliczki na poczet kosztów osieroconych w wysokości 93.132 tys. zł. W decyzji Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. korekta roczna kosztów osieroconych dla Elektrowni Kozienice za rok 2008 ustalona została w wysokości -89.537 tys. zł (wysokość zaliczek do zwrotu do spółki Zarządca Rozliczeń S.A.). Elektrownia odwołała się od tej decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wszelkie inne działania w roku 2009 dotyczące korekty rocznej kosztów osieroconych opisane zostały w sprawozdaniu finansowym za 2010 r.

Natomiast w roku 2010 miały miejsce następujące istotne zdarzenia. W dniu 3 sierpnia 2010 r. Elektrownia otrzymała decyzję Prezesa URE z dnia 29 lipca 2010 r. ustalającą korektę roczną za 2009 r. w wysokości 15.580 tys. zł. Ponieważ decyzja ta jest niekorzystna dla Elektrowni, w dniu 17 sierpnia 2010 r. zostało złożone odwołanie od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądu Okręgowego w Warszawie. W sprawozdaniu finansowym za 2010 r. przychody w wysokości 15.580 tys. zł zostały ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w pozycji przychody ze sprzedaży, jako kwota prawdopodobnych przychodów. Dnia 30 września 2010 r. Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2009 r. w wysokości 15.580 tys. zł od Zarządcy Rozliczeń S.A.

Na rok 2010 Elektrownia wnioskuje o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 0 zł. W roku 2010 przychody z tytułu rekompensat za 2010 r. nie zostały rozpoznane (w sprawozdaniu ujęto jedynie kwotę korekty rocznej za 2009 r.). Dnia 29 lipca 2011 r. Prezes URE ustalił kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych za 2010 r. w wysokości 2.472 tys. zł. Ponieważ także ta decyzja jest niekorzystna dla Elektrowni, w dniu 18.08.2011 r. zostało złożone odwołanie od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądu Okręgowego w Warszawie. Dnia 30 września 2011 r. Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2010 r. w wysokości 2.472 tys. zł od Zarządcy Rozliczeń S.A.

W dalszym ciągu odbywają się również czynności o charakterze formalnym i proceduralnym.



Na rok 2011 Elektrownia wnioskuje o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 3.500 tys. zł. Do dnia 5 stycznia 2012 r. Zarządca Rozliczeń S.A. dokonał wpłaty zaliczek za cztery kwartały 2011 r. w łącznej wysokości 3.500 tys. zł. W okresie styczeń-grudzień 2011 r. rozpoznano przychody z tytułu rekompensat w wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2010 r. czyli 2.472 tys. zł.

Na rok 2012 Elektrownia wnioskuje o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 0 zł.

Rozprawa w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE ustalającej korektę roczną za 2008 r. została wyznaczona przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów na dzień 20 lutego 2012 r. Rozprawa ta została odroczone, a kolejny termin został wyznaczony na dzień 20 kwietnia 2012 r.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie jest możliwe jednoznaczne określenie ostatecznych kwot korekt rocznych za lata 2008-2010 (nieznane są wyniki postępowania w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE ustalających korekty roczne za 2008 r., 2009 r. oraz za 2010 r.). Pełna wysokość przyznanej dozwolonej pomocy publicznej z tytułu rekompensat kosztów osieroconych określona będzie w decyzji Prezesa URE ustalającej wysokość korekty końcowej, która wydana będzie w roku 2015. Wobec powyższego należy zastrzec, że rozpoznawane dotychczas przychody z tytułu KDT opierające się o roczne korekty wyznaczone przez Prezesa URE mogą ulec zmianie, wynikającej z przywołanej powyżej decyzji Prezesa URE ustalającej wysokość korekty końcowej.

4.1.9. Wartość regulacyjna aktywów

W związku z pracami Zespołu, powołanego przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej z udziałem przedstawicieli Prezesa URE, wypracowano ujednoczone zasady wyznaczania wartości majątku sieciowego dla potrzeb kalkulacji tarif dystrybucyjnych. Zasady te, w postaci opracowania „Metoda ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu zaangażowanego kapitału” z dnia 19 listopada 2008 r. zostały zaakceptowane przez Zarządy Spółek Dystrybucyjnych pełniących rolę operatorów systemów dystrybucyjnych, poprzez stosowne uchwały. Prezes URE przekazał w/w opracowanie, jako oficjalny dokument, określający nowe zasady wyznaczania wielkości zwrotu z kapitału do kalkulacji przychodu regulowanego wraz z pismem z dnia 23 grudnia 2008 r. WRA (wartość regulacyjna aktywów) jest wartością majątku zaangażowanego w działalność dystrybucyjną, wynagradzanie kapitału ma zapewnić środki na inwestowanie oraz może być przeznaczone na dywidendę dla właścicieli. Zgodnie z obowiązującą od roku taryfowego 2010 r. metodą ustalania WRA i zwrotu z kapitału na potrzeby kalkulacji taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej, oszacowanie początkowego WRA, będącego podstawą do dalszych kalkulacji nastąpiło na podstawie metody utraconych przychodów, t.j. na podstawie ustalenia wartości straty, jaką poniósłby operator systemu dystrybucyjnego, gdyby pozbawiony został aktywów sieciowych. Wartość początkowa WRA została określona na dzień 31 grudnia 2008 r. i została przyjęta jako mniejsza z dwóch wartości wyznaczonych dla każdej ze spółek przez niezależne podmioty na podstawie metod: kosztu zastąpienia (RC) oraz wartości ekonomicznej (EV).

W wyniku prac ww. Zespołu aktualizujących opracowanie „Metoda ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu zaangażowanego kapitału” oraz akceptacji uaktualnienia przez Zarządy OSD, pismem z dnia 8 lipca 2011 r., znak DTA-4201-1(1)/2011/KG Prezes URE przesłał zaakceptowany przez siebie Aneks nr 1 do ww. dokumentu „Metoda ustalania Wartości Regulacyjnej Aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału” Zgodnie z wytycznymi ujętymi w przedmiotowych dokumentach wyznaczona, początkowa wartość WRA, jest corocznie, począwszy od 2010 r., uaktualniania zgodnie ze wzorem:

$$WRA_t = WRA_{t-1} + I_{t-1} - OP_{t-1} - SP_{t-1} - AR_{t-1} - \Delta I_{t-2}$$

gdzie:

- t - rok dla którego ma obowiązywać dana taryfa,
- WRA_t - wartość regulacyjna aktywów dla roku t (według stanu na początek danego roku taryfowego),
- WRA_{t-1} - wartość regulacyjna aktywów przyjęta do kształtowania taryfy dla roku t-1, przy czym WRA dla roku 2009 równa jest wielkości początkowej wyznaczonej metodą utraconych przychodów (DV),



- I_{t-1} - wysokość nakładów inwestycyjnych przyjętych do kształtowania taryfy na rok t-1,
- OP_{t-1} - wysokość przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, przyjętych do kształtowania taryfy na rok t-1,
- SP_{t-1} - środki pomocowe i inne źródła finansowania o charakterze bezzwrotnym planowane do wypłaty spółce sieciowej w celu sfinansowania aktywów sieciowych w roku t-1,
- AR_{t-1} - wysokość amortyzacji z roku t-1 wyznaczana na potrzeby aktualizacji WRA,
- ΔI_{t-2} - współczynnik korygujący określony jako różnica w nakładach inwestycyjnych, opłatach przyłączeniowych oraz środkach pomocowych i innych źródłach finansowania o charakterze bezzwrotnym, obliczona wg. poniższego wzoru:

$$\Delta I_{t-2} = -(I_{Wt-2} - I_{t-2}) + (OP_{Wt-2} - OP_{t-2}) + (SP_{Wt-2} - SP_{t-2})$$

gdzie:

- I_{Wt-2} - rzeczywista wartość nakładów inwestycyjnych na aktywa sieciowe w roku taryfowym t-2,
- OP_{Wt-2} - rzeczywista wysokość opłat przyłączeniowych w roku taryfowym t-2,
- SP_{Wt-2} - rzeczywista wysokość środków pomocowych i innych źródeł finansowania o charakterze bezzwrotnym w roku taryfowym t-2. Dla roku 2009 wartość SP_{Wt-2} należy przyjąć równą zero.

W celu uniknięcia błędów wynikających z różnic pomiędzy wartościami księgowymi majątku, a wartościami WRA na potrzeby taryfowe wysokość amortyzacji do aktualizacji WRA określana jest zgodnie ze wzorem:

$$AR_{t-1} = \frac{WRA_{t-1}}{WK_{t-1}} \cdot (AK_{t-1} + L_{t-2})$$

gdzie:

- WK_{t-1} - wartość księgowa netto aktywów sieciowych na początek roku taryfowego t-1 wynikająca z ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa,
- WRA_{t-1} - wartość regulacyjna aktywów przyjęta do kształtowania taryfy dla roku t-1,
- L_{t-2} - wartość księgowa netto zlikwidowanych składników majątku sieciowego ujmowanych przez spółkę sieciową w pozostałych kosztach operacyjnych w roku t-2,
- AK_{t-1} - wielkość planowanej na rok t-1 amortyzacji księgowej majątku sieciowego, wyliczana w następujący sposób:

$$AK_{t-1} = AK(BO)_{t-1} + \frac{I_{t-1}}{2} rA_{t-1}$$

gdzie:

- $AK(BO)_{t-1}$ - wielkość planowanej na rok t-1 amortyzacji księgowej majątku sieciowego według stanu na początek roku t-1,
- I_{t-1} - wartość nakładów inwestycyjnych uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok t-1,
- rA_{t-1} - średnia stawka amortyzacji dla nowych nakładów inwestycyjnych uwzględniona przez Prezesa URE w kalkulacji taryf spółek sieciowych na rok t-1.



Zwrot z kapitału na kolejne lata taryfowe, począwszy od 2010 r. określany jest przy pomocy zależności:

$$Z_t = \min \left\{ \begin{array}{l} WRA_t \cdot WACC_t \\ Z(BO)_t + Z(I)_t \end{array} \right\}$$

gdzie:

- Z_t - zwrot z zaangażowanego kapitału uwzględniany w taryfie na rok t ,
 WRA_t - wartość regulacyjna aktywów według stanu na początek roku t ,
 $WACC_t$ - średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t ,
 $Z(BO)_t$ - zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008 r. i uwzględniający ścieżkę dojścia do pełnego zwrotu,
 $Z(I)_t$ - zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r.

Natomiast $Z(BO)_t$ i $Z(I)_t$ zapisać można za pomocą wzorów:

$$Z(BO)_t = Z(BO)_{t-1} + 1,5\% \cdot PR(BO)_{t-1}$$

$$Z(I)_t = \left(\sum_{j=2009}^{t-1} I_j - \sum_{j=2009}^{t-1} OP_j - \sum_{j=2009}^{t-1} SP_j - \sum_{j=2009}^{t-1} AI_j - \sum_{j=2009}^{t-2} \Delta I_j \right) \cdot WACC_t$$

gdzie:

- $PR(BO)_t$ - przychód regulowany na rok $t-1$ skorygowany o zwrot i amortyzację od inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r.,
 I_j - wysokość nakładów inwestycyjnych uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok taryfowy j ,
 OP_j - przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok j ,
 SP_j - środki pomocowe i inne źródła finansowania o charakterze bezzwrotnym planowane do wypłaty spółce sieciowej w celu sfinansowania aktywów sieciowych w roku j . Dla lat 2009-2010 wartości SP_t oraz SP_{wt} należy przyjąć równe zero.
 AI_j - wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r.,
 ΔI_j - współczynnik korygujący określony jako różnica w rzeczywistym poziomie poniesionych w roku j nakładów inwestycyjnych oraz przychodów z opłat za przyłączenie w roku j_2 i poziomie przyjętym do kalkulacji taryfy na rok j .

Przy czym przychód $PR(BO)$ na rok 2009 określany jest za pomocą wzoru:

$$PR(BO)_{2009} = PR_{2009} - AI_{2009}$$

natomiast na lata następne:

$$PR(BO)_{t-1} = PR_{t-1} - Z(I)_{t-1} - AI_{t-1}$$

gdzie:

- PR_{t-1} - przychód regulowany na rok $t-1$ wynikający z pierwszego zatwierdzonego na dany rok taryfowy wniosku taryfowego.

Wysokość amortyzacji przyjmowana do powyższych kalkulacji określana jest wg wzoru:

$$AI_{2009} = \frac{I_{2009}}{2} \cdot rA_{2009}$$



$$AI_t = AI_{t-1} + \frac{I_{t-1} + I_t}{2} \cdot rA_t$$

gdzie:

rA_t - średnia stawka amortyzacji dla nowych nakładów inwestycyjnych uwzględniona przez Prezesa URE w kalkulacji taryf spółek sieciowych na rok t.

Po osiągnięciu pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału, wyżej przedstawiona formuła zamieni się w wyrażenie:

$$Z_t = WRA_t \cdot WACC_t$$

4.1.10. Proces wytwarzania i dystrybucji energii

Istnieje wiele ryzyk związanych z wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, które mogą spowodować naszą odpowiedzialność lub prowadzić do nałożenia na nas kar.

Wytwarzanie, jak również dystrybucja energii elektrycznej, stanowi działalność niebezpieczną, w szczególności w związku z takimi czynnościami, jak transport i rozładunek paliw, operowanie ciężkim sprzętem, dostarczanie energii elektrycznej do systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Niebezpieczeństwa takie jak pożar, wybuchy i awarie sieci stanowią nieodłączne ryzyko naszej działalności, które mogą wystąpić w szczególności w wyniku niezachowania procedur wewnętrznych, wad technologicznych, błędów ludzkich czy zdarzeń zewnętrznych. Wystąpienie którychkolwiek z powyższych niebezpieczeństw może spowodować uszkodzenia ciała lub śmierć, szkody lub zniszczenia mienia, zakładów lub sprzętu, zanieczyszczenia lub szkody w środowisku, a także przerwy w działalności, co może z kolei spowodować naszą znaczącą odpowiedzialność lub prowadzić do nałożenia na nas kar.

4.1.11. Ryzyko związane z przyłączaniem odnawialnych źródeł energii (OZE)

Według Prawa Energetycznego ENEA Operator, jako przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, ma obowiązek zawierania umów przyłączenia do sieci z podmiotami ubiegającymi się o takie przyłączenie, jeżeli spełnione są techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia, a ubiegający się o przyłączenie podmiot spełnia warunki przyłączenia i odbioru energii. Jeżeli ENEA Operator odmówi zawarcia takiej umowy przyłączenia, ma obowiązek powiadomić o tym Prezesa URE i podmiot ubiegający się o przyłączenie, określając przyczynę takiej odmowy. Na dzień dzisiejszy, ENEA Operator jest stroną w kilkudziesięciu postępowaniach prowadzonych przez Prezesa URE, które dotyczą przyłączenia do własnej sieci dystrybucyjnej.

4.1.12. Obsługa klientów

W wyniku realizacji Strategii Korporacyjnej Grupy Kapitałowej ENEA przeprowadzony został szereg projektów i inicjatyw mających na celu realizację jednego z celów strategicznych podstawowej działalności Spółki, a mianowicie zwiększenie zysku na sprzedaży energii elektrycznej.

Jednym z takich działań był rozpoczęty w 2010 r. w ramach Programu ENEA 2010+ projekt SEGMENTACJA którego celem było zwiększenie konkurencyjności ENEA S.A. na rynku energii elektrycznej poprzez poprawę efektywności (organizacyjnej i kosztowej) oraz skuteczności realizacji procesów związanych z obsługą obecnych i pozyskiwaniem nowych klientów. Wynikiem prac projektu było m.in. opracowanie zestawu wymagań funkcjonalnych dla systemu bilingowego i CRM oraz opracowanie nowej struktury organizacyjnej Departamentu Handlu ENEA S.A. odpowiadającej wprowadzonej segmentacji klientów ENEA S.A. Faza analityczna tego projektu została zakończona w II kwartale 2011 r. Dalsze prace na etapie fazy wdrożeniowej kontynuowane były w ramach nowych projektów, w tym w ramach projektu Obsługa Klienta.

W ramach realizacji prac tego projektu nastąpiło przygotowanie koncepcji wydzielenia obsługi klienta z ENEA S.A. W dniu 1 sierpnia 2011 r. przeniesiono Pion Obsługi Klienta Departamentu Handlu ENEA S.A. do spółki EP BUT S.A. W dalszej kolejności zastąpiono nazwę spółki EP BUT S.A. nową nazwą ENEA Centrum S.A. Dotychczasowa działalność w zakresie obsługi klienta jest obecnie realizowana przez spółkę ENEA Centrum S.A.



4.1.13. Liberalizacja rynku

W związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej i narastającą konkurencją w tym sektorze, ENEA jest narażona na ryzyko utraty klientów w zakresie sprzedaży energii elektrycznej. Od dnia 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. W związku z tym istnieje ryzyko, że inne przedsiębiorstwa energetyczne zaoferują naszym klientom warunki korzystniejsze i w efekcie przejmą naszych klientów, co może doprowadzić do spadku naszych przychodów. Jednakże, nawet w przypadku wyboru przez naszych dotychczasowych klientów innego sprzedawcy energii elektrycznej, nasza Grupa będzie w dalszym ciągu uzyskiwać przychody z tytułu dystrybucji energii do klientów przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej.

Rok 2011 na rynku energii pokazał, że rośnie świadomość możliwości zmiany sprzedawcy nie tylko klientów biznesowych, ale również gospodarstw domowych. Działania Prezesa URE zmierzające do aktywizacji odbiorców energii przynoszą coraz większy skutek. Do pełnej liberalizacji rynku brakuje tylko uwolnienia cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Według danych URE 14 tysięcy odbiorców komercyjnych i 13 tysięcy odbiorców w gospodarstwach domowych zmieniło sprzedawcę w 2011 r. W ciągu ostatniego roku liczba wszystkich aktywnych odbiorców energii elektrycznej wzrosła z niecałych 9 do ponad 36 tysięcy. Po raz pierwszy liczba odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy zdecydowali się na zmianę dotychczasowego sprzedawcy energii jest tak duża i zbliża się do liczby odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C), którzy w tym samym czasie dokonali podobnej zmiany. Rok temu - według stanu na 31 grudnia 2010 r. - konsumentów, którzy skorzystali z prawa do zmiany sprzedawcy wśród odbiorców komercyjnych było 7.611 (na koniec roku 2011 było 21.716), natomiast odbiorców w gospodarstwach domowych było 1.340 (na koniec roku 2011 było 14.341). Oznacza to, że do tej pory sprzedawcę energii zmieniło prawie 40 tysięcy odbiorców.

Równocześnie ENEA S.A. jest aktywnym uczestnikiem rynku konkurencyjnego, podejmując działania zmierzające do sprzedaży energii klientom przyłączonym do sieci innych operatorów niż ENEA Operator. W 2011 r. sprzedaliśmy takim klientom około 2,1 TWh.

4.1.14. Dominująca pozycja na rynku lokalnym

Posiadamy pozycję dominującą w zakresie świadczenia usług dystrybucji na lokalnym rynku obejmującym obszar północno-zachodniej Polski. W tej sytuacji podejmowane przez nas czynności podlegają kontroli polskich i europejskich instytucji antymonopolowych (w tym Prezesa UOKiK oraz Komisji Europejskiej). Stwierdzenie przez te organy stosowania praktyk monopolistycznych będzie skutkowało wydaniem decyzji nakazującej zaniechanie ich stosowania oraz może spowodować nałożenie na nas kary pieniężnej. Ponadto czynności prawne będące przejawem nadużywania pozycji dominującej będą w całości lub w odpowiedniej części nieważne. Ewentualne decyzje wydane przez Prezesa UOKiK lub Komisję Europejską mogą mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

4.1.15. Koncesje

Wygaśnięcie lub cofnięcie posiadanych przez nas koncesji może ograniczyć lub uniemożliwić prowadzenie przez nas podstawowej działalności.

Prowadzona przez nas działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną wymaga uzyskania koncesji udzielanych przez Prezesa URE. Zgodnie z Prawem Energetycznym, co do zasady koncesje są udzielane na okres od 10 do 50 lat. W ramach naszej Grupy posiadamy w szczególności następujące koncesje: (i) ENEA posiada koncesję na obrót energią elektryczną ważną do końca 2025 r.; (ii) ENEA Operator posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej ważną do połowy 2017 r.; (iii) Elektrownia Kozienice posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2025 r. oraz na obrót energią elektryczną ważną do końca 2012 r.; a (iv) Elektrownie Wodne posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do 31 grudnia 2030 r.

Prawo Energetyczne przyznaje Prezesowi URE kompetencje do cofnięcia koncesji, w szczególności w przypadku wydania prawomocnego orzeczenia zakazującego przedsiębiorcy wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją lub gdy przedsiębiorca trwale zaprzestał wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją. Prezes URE ma również prawo do cofnięcia koncesji lub zmiany jej warunków w przypadku rażącego naruszenia warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania działalności koncesjonowanej oraz w przypadku, gdy przedsiębiorca koncesjonowany w wyznaczonym terminie nie doprowadził do stanu zgodnego z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami regulującymi działalność koncesjonowaną. Prezesowi URE



przysługuje także prawo do cofnięcia koncesji lub zmiany jej zakresu ze względu na zagrożenie obronności i bezpieczeństwa państwa lub bezpieczeństwa obywateli, a także w razie ogłoszenia upadłości przedsiębiorcy, jego podziału lub połączenia z innym podmiotem.

Nie ma także pewności, że po upływie okresu, na jaki koncesje zostały udzielone będziemy w stanie uzyskać przedłużenie okresu ich obowiązywania, ani też co do warunków, na jakich koncesje zostaną przedłużone.

Nieprzedłużenie lub cofnięcie posiadanych przez nas koncesji ograniczy, a w skrajnych przypadkach uniemożliwi nam prowadzenie działalności, co w rezultacie może mieć istotny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

4.1.16. Transport węgla kamiennego

Podstawowym środkiem transportu, wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice, jest transport kolejowy. Ponad 90% dostaw tego surowca do Elektrowni Kozienice jest realizowanych przez przewoźnika PKP Cargo S.A., największego przewoźnika kolejowego w Polsce, z którym została zawarta umowa na przewóz węgla do Elektrowni z Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. oraz kopalń KHW S.A. i KW S.A. w wyniku przeprowadzonego postępowania publicznego w trybie nieograniczonym. Około 10% przewozów węgla zostało zakupione przez Elektrownię na zasadach, gdzie dostawca sprzedał węgiel wraz z jego transportem do Elektrowni.

4.1.17. Realizacja strategii

Podjmiemy starania, aby zrealizować zakładaną politykę w zakresie kierunków rozwoju, niemniej jednak możemy nie być w stanie zrealizować naszej strategii rozwoju oraz planowanych nakładów inwestycyjnych, z uwagi na czynniki, które pozostają poza naszą kontrolą.

Nasza strategia rozwoju przewiduje realizację określonych celów i obejmuje w szczególności rozwój działalności podstawowej Grupy, poprawę efektywności funkcjonowania Grupy oraz budowę firmy odpowiedzialnej społecznie.

Na realizację naszej strategii ma wpływ szereg czynników, z których większość jest od nas niezależna, w szczególności decyzje naszego większościowego Akcjonariusza, tj. Skarbu Państwa, działania podejmowane przez naszych konkurentów oraz zmiany w obowiązującym prawie. Kluczowym aspektem realizacji strategii jest konieczność zapewnienia odpowiedniego finansowania na korzystnych dla nas warunkach. Nie mamy pewności, iż takie finansowanie będzie dla nas dostępne. W konsekwencji możemy zostać zmuszeni do opóźnienia realizacji niektórych celów strategicznych, jak również ograniczenia lub rezygnacji z planowanych nakładów inwestycyjnych, co w rezultacie może mieć istotny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

Jednym z kluczowych aspektów realizacji strategii jest konieczność zapewnienia odpowiedniego finansowania na korzystnych dla nas warunkach. Nasza zdolność do pozyskania finansowania oraz koszt kapitału zależą od wielu czynników, a w szczególności: (i) ogólnych warunków rynkowych i sytuacji na rynkach kapitałowych; (ii) dostępności kredytów bankowych; (iii) zaufania inwestorów; (iv) sytuacji finansowej Spółki; oraz (v) przepisów podatkowych i dotyczących obrotów papierami wartościowymi.

Nasza działalność jest prowadzona w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej. Na sytuację Grupy mają w szczególności wpływ przepisy Prawa Energetycznego oraz regulacje Unii Europejskiej, w tym z zakresu ochrony środowiska. Przedmiotowe regulacje prawne podlegają częstym zmianom (których nie jesteśmy w stanie przewidzieć), przy czym istnieje tendencja do stopniowego zwiększania wymagań w zakresie korzystania ze środowiska, w szczególności w odniesieniu do podmiotów z sektora elektroenergetycznego. Takie rosnące wymagania mogą w przyszłości wpłynąć na konieczność poniesienia przez Grupę dodatkowych nakładów inwestycyjnych. Ponadto przepisy prawa nakładają na nas obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających: (i) wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach; oraz (ii) wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracji) lub, w razie nieuzyskania i nieprzedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w wymaganej ilości, do wniesienia opłat zastępczych. Działania przez nas podejmowane w zakresie strategii rozwoju uzależnione są również od poziomu przydzielonych uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy.



Planowane przez nas działania w zakresie akwizycji i inwestycji kapitałowych mogą nie osiągnąć spodziewanego efektu z uwagi na czynniki od nas niezależne, takie jak konkurencja ze strony innych przedsiębiorstw energetycznych oraz warunki rynkowe. Ponadto wyniki osiągnięte przez spółki, w które zainwestujemy mogą okazać się gorsze od początkowych szacunków, co może skutkować obniżeniem stopy zwrotu z tych transakcji w stosunku do pierwotnie oczekiwanych. W wyniku poczynionych akwizycji czy inwestycji, będziemy zmuszeni także do podjęcia kroków w celu reorganizacji struktur organizacyjnych tych podmiotów, integracji poszczególnych obszarów biznesowych, centralizacji zarządzania aktywami i pasywami oraz integracji systemów informatycznych. Procesy te mogą okazać się czasochłonne i kosztowne i nie ma pewności, czy zostaną zrealizowane zgodnie z zamierzonym harmonogramem lub w zaplanowany sposób, mogą również doprowadzić do wystąpienia trwałych różnic w procedurach stosowanych w Grupie. Powyższe działania uzależnione są również od zachowań strony społecznej zaangażowanej w przeprowadzane akwizycje oraz inwestycje kapitałowe.

Nasza działalność w zakresie modernizacji aktywów wytwórczych, jak również dokonywania nowych inwestycji w aktywa wytwórcze uzależniona jest od warunków pogodowych, przebiegu realizacji prac budowlanych, remontowych i modernizacyjnych, wzrostu planowanych kosztów inwestycji, warunków na rynku, konieczności uzyskania wymaganych pozwoleń.

Na realizację celów strategicznych w zakresie rozwoju ma również wpływ stan polskiej gospodarki, jak i regionalna sytuacja ekonomiczna, w tym w szczególności: wzrost lub spadek produktu krajowego brutto, produkcji przemysłowej, inflacji, bezrobocia, średniego wynagrodzenia, wielkość i charakterystyka demograficzna populacji, a także rozwój sektora usług i przemysłu.

4.1.18. Rezultat synergii

Planowane przez nas akwizycje i inwestycje kapitałowe mogą nie przynieść oczekiwanych rezultatów. Planujemy przejąć pakiety kontrolne lub dokonać innych inwestycji kapitałowych w kilku spółkach działających w sektorze elektroenergetycznym. Nie ma pewności, czy ze względu na czynniki od nas niezależne, w tym konkurencję ze strony innych przedsiębiorstw energetycznych, nasze plany zostaną zrealizowane. Wycena naszych przyszłych akwizycji czy inwestycji zależy będzie od warunków rynkowych, jak również od innych czynników pozostających poza naszą kontrolą i może okazać się, że nie będziemy w stanie prawidłowo oszacować wartości dokonanych akwizycji i inwestycji. Ponadto wyniki osiągnięte przez spółki, w które zainwestujemy mogą okazać się gorsze od naszych początkowych szacunków, co może skutkować obniżeniem stopy zwrotu z tych transakcji w stosunku do pierwotnie oczekiwanych. Ponadto w wyniku poczynionych akwizycji czy inwestycji, będziemy zmuszeni do podjęcia kroków w celu reorganizacji struktur organizacyjnych tych podmiotów, integracji poszczególnych obszarów biznesowych, centralizacji zarządzania aktywami i pasywami oraz integracji systemów informatycznych. Procesy te mogą okazać się czasochłonne i kosztowne i nie ma pewności, czy zostaną zrealizowane zgodnie z zamierzonym harmonogramem lub w zaplanowany sposób lub czy zostaną zrealizowane w ogóle. Procesy integracyjne w ramach poszczególnych spółek mogą doprowadzić również do wystąpienia trwałych różnic w stosowanych w Grupie procedurach lub do utraty istniejących klientów czy partnerów biznesowych. Niemożność efektywnego przeprowadzenia integracji przejmowanych podmiotów w wyniku zaistnienia opisanych powyżej zdarzeń czy z jakiegokolwiek innego powodu, może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

4.1.19. Modernizacja aktywów wytwórczych

Możemy nie być w stanie przeprowadzić odpowiednich modernizacji naszych aktywów wytwórczych i dystrybucyjnych, jak również zakończyć naszych inwestycji, z uwagi na zdarzenia pozostające poza naszą kontrolą, w tym działania osób trzecich.

Nasza działalność w zakresie wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej wymaga przeprowadzania stałych, regularnych remontów, modernizacji, jak również dokonywania nowych inwestycji w aktywa wytwórcze i dystrybucyjne. Takie przedsięwzięcia są obciążone istotnymi ryzykami. Ryzyka te dotyczą w szczególności niekorzystnych warunków pogodowych, opóźnień w realizacji prac budowlanych, remontowych i modernizacyjnych, wzrostu planowanych kosztów inwestycji, niewypłacalności wykonawców lub podwykonawców, sporów pracowniczych u wykonawców lub podwykonawców, niedoboru materiałów lub sprzętu budowlanego, nieszczęśliwych wypadków, nieprzewidzianych trudności technicznych lub braku możliwości uzyskania wymaganych pozwoleń. Wystąpienie któregokolwiek z tych ryzyk może prowadzić do



opóźnień lub niemożności realizacji planów modernizacji naszych aktywów dystrybucyjnych lub wytwórczych, co może mieć negatywny wpływ na nasze wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

4.1.20. Wystąpienie siły wyższej i awarie

Zdarzenia siły wyższej lub inne awarie należącej do nas lub do innych przedsiębiorstw energetycznych infrastruktury elektroenergetycznej lub aktywów wytwórczych mogą prowadzić do niedotrzymania przez nas warunków dostaw energii, naszej odpowiedzialności lub nałożenia na nas kar administracyjnych.

Utrzymanie sprawności systemu elektroenergetycznego oraz naszej infrastruktury dystrybucyjnej ma kluczowe znaczenie dla naszej działalności. Ponadto przepisy prawa nakładają na nas określone obowiązki w zakresie utrzymania i naprawy istotnych elementów naszej infrastruktury elektroenergetycznej. Ewentualna awaria systemu energetycznego (w tym sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych, jak również aktywów wytwórczych należących do osób trzecich) lub naszej infrastruktury elektroenergetycznej może, między innymi, uniemożliwić lub ograniczyć nabycie lub sprzedaż energii elektrycznej, usług systemowych oraz świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Nasza infrastruktura dystrybucyjna starzeje się, pomimo jej okresowych modernizacji co powoduje, że jesteśmy dodatkowo narażeni na ryzyko wystąpienia awarii. W przypadku ewentualnej awarii infrastruktury dystrybucyjnej, spowodowanej jej obecnym stanem technicznym, problemami z tym związanymi lub działaniem siły wyższej, z uwagi na wynikający z przepisów Prawa Energetycznego obowiązek ENEA Operator do utrzymania oraz naprawy sieci dystrybucyjnej, może powstać konieczność poniesienia nieprzewidzianych znaczących kosztów.

Kluczowe znaczenie dla naszej działalności w zakresie wytwarzania ma zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych (RUS), zgodnie z warunkami zawartych umów i zapotrzebowaniem rynku. Sytuacja taka oznacza konieczność utrzymywania niskiej awaryjności urządzeń wytwórczych. Ze względu na prawdopodobieństwo wystąpienia awarii urządzeń wytwórczych, zwłaszcza tych, które są w części wyeksploatowane, istnieje ryzyko niedotrzymania warunków dostaw energii, co może skutkować znaczącymi kosztami napraw, karami umownymi oraz kosztami awaryjnych zakupów na rynku bilansującym.

Awarie naszej infrastruktury dystrybucyjnej lub aktywów wytwórczych mogą prowadzić do powstania po naszej stronie odpowiedzialności wobec osób trzecich, co w konsekwencji może skutkować obowiązkiem wypłaty znaczących odszkodowań. Dodatkowo, ewentualne awarie naszej infrastruktury dystrybucyjnej lub wytwórczej mogą być podstawą nałożenia na nas kary przez Prezesa URE do wysokości 15% naszego przychodu z działalności koncesjonowanej.

4.1.21. Ubezpieczenie działalności

Zawarte na rzecz Spółek wchodzących w skład GK ENEA ubezpieczenia mogą nie pokryć strat poniesionych w związku z prowadzoną działalnością. Działalność ta wiąże się z wieloma ryzykami. Między innymi, awarie systemu elektroenergetycznego mogą uniemożliwić nam sprzedaż energii elektrycznej lub rodzić konieczność poniesienia nieprzewidzianych kosztów w celu naprawy infrastruktury dystrybucyjnej. Istotne dla Grupy aktywa, w szczególności aktywa wytwórcze, linie energetyczne lub jednostki transformatorowe, mogą ulec zniszczeniu na skutek działania siły wyższej lub innych zdarzeń, w tym pożaru, innych katastrof naturalnych lub ataku terrorystycznego. Działalność naszej Grupy może także skutkować podniesieniem roszczeń z tytułu szkód wyrządzonych osobom trzecim. Zakres posiadanych przez nas ubezpieczeń odpowiada zakresowi ubezpieczeń posiadanych przez inne przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce, natomiast może być różny od zakresu ubezpieczeń posiadanych przez podmioty zagraniczne. Nie ma pewności, że zawarte na naszą rzecz ubezpieczenia będą wystarczające, by pokryć wszelkie poniesione przez nas lub przez osoby trzecie straty w związku z naszą działalnością. W konsekwencji wystąpienie którejkolwiek z powyższych okoliczności lub okoliczności podobnych może spowodować, że nie będziemy w stanie wznowić działalności w pełnym zakresie w rozsądnym czasie lub w ogóle, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

4.1.22. Kadra kierownicza

Przyszły sukces Spółki zależy od jej zdolności do zatrudnienia i zatrzymania wysoko wykwalifikowanej kadry kierowniczej posiadającej szeroko rozumiane doświadczenie w zarządzaniu przedsiębiorstwem oraz w zakresie planowania i realizacji strategii w zakresie działań handlowych wg wyznaczonych celów.



Dążenie Spółki do utrzymania pozycji lidera na rynku usług elektroenergetycznych i aktywne pozyskanie nowych klientów zarówno indywidualnych jak i biznesowych, a także coraz większa dynamika oraz kompleksowość zmian, jakie zachodzą w branży energetycznej niosą za sobą poważne wyzwania dla kadry kierowniczej.

Chcąc sprostać wymaganiom sprawnego zarządzania przedsiębiorstwem, Spółka poprzez różnego rodzaju szkolenia regularnie rozwija i doskonali kompetencje kadry menedżerskiej, co z kolei wpływa bardzo motywująco na samych Pracowników, sprawiając, że są oni bardziej zaangażowani w wykonywane obowiązki.

4.1.23. Spory i porozumienia zbiorowe

Spory zbiorowe z pracownikami mogą powodować zakłócenia w naszej działalności.

ENEA S.A.

Około 50% pracowników ENEA S.A. należy do związków zawodowych. Pozycja związków zawodowych w sektorze elektroenergetycznym jest szczególnie silna ze względu na wielkość zatrudnienia w sektorze oraz jego strategiczny wpływ na funkcjonowanie gospodarki. Ponadto oczekiwania związków zawodowych bazują na warunkach uzyskanych przez pracowników innych zakładów energetycznych lub wytwórców energii w umowach zawartych w związku z wcześniejszą prywatyzacją tych spółek. Pomimo, że staramy się utrzymywać dobre relacje z naszymi pracownikami i na bieżąco rozwiązywać wszelkie zaistniałe problemy, nie możemy wykluczyć, że w przyszłości będą miały miejsce spory zbiorowe. Spory zbiorowe z pracownikami mogą prowadzić do zakłóceń w naszej bieżącej działalności, w szczególności przestojów, a także skutkować zwiększeniem kosztów wynagrodzeń, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

W 2011 r. ENEA była stroną sporu zbiorowego, który powstał z organizacją związkową na tle wzrostu wynagrodzeń w dniu 1 marca 2011 r. i został zakończony w dniu 16 marca 2011 r. o czym Spółka informowała raportami bieżącymi (RB11/2011 i RB 12/2011). Ponadto ENEA jest stroną sporu zbiorowego, który został wszczęty 7 września 2009 r. i dotyczył planowanego procesu prywatyzacji Spółki i wpływu potencjalnej zmiany akcjonariusza Spółki na sytuację jej pracowników.

Nasza zdolność do poprawy wydajności i obniżenia kosztów poprzez restrukturyzację zatrudnienia jest ograniczona poprzez porozumienia zbiorowe.

Jeżeli uznamy, że poprawa naszej rentowności i zdolności do skutecznego konkurowania dzięki bardziej efektywnym działaniom wiąże się z koniecznością redukcji zatrudnienia, nasze wysiłki będą podlegały ograniczeniom wynikającym z porozumień zbiorowych zawartych ze związkami zawodowymi działającymi w Grupie. W szczególności, zgodnie z porozumieniem zawartym ze związkami zakładowymi dnia 18 grudnia 2002 r., nasi pracownicy są objęci określonymi gwarancjami zachowania warunków pracy i płacy, a także gwarancją trwałości stosunku pracy. Na mocy tego porozumienia zobowiązaliśmy się zapłacić pracownikowi, w razie rozwiązania stosunku pracy, odprawę w wysokości iloczynu indywidualnego miesięcznego wynagrodzenia pracownika i okresu pozostałego do wygaśnięcia okresu zagwarantowanego przez porozumienie – 80% płatne jednorazowo lub 100% jeżeli płatne miesięcznie.

Elektrownia Kozienice

65% ogółu zatrudnionych pracowników Elektrowni Kozienice jest zrzeszonych w organizacjach związkowych działających w Spółce. Na obecną chwilę nie ma nieporozumień i konfliktów w zakresie czasu pracy, wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych oraz praw i wolności związkowych, dlatego też nie ma sporów zbiorowych pomiędzy pracownikami, a pracodawcą w rozumieniu przepisów ustawy o rozwiązywaniu sporów zbiorowych.

ENEA Operator

W 2011 r. ENEA Operator była stroną jednego sporu zbiorowego z trzema organizacjami związkowymi, którego przyczyną było niezrealizowanie żądania wzrostu wynagrodzeń. Spór rozpoczął się w dniu 22 marca 2011 r. – o czym spółka informowała raportem bieżącym nr 13/2011 a zakończył się dnia 8 lipca 2011 r. porozumieniem podpisanym przy udziale mediatora (RB 24/2011). Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania w ENEA Operator trwa spór zbiorowy z pięcioma organizacjami związkowymi (RB 10/2012), na tle wzrostu wynagrodzeń.



4.1.24. Postępowania sądowe i administracyjne

Obecnie jesteśmy i w przyszłości możemy być stroną postępowań sądowych i administracyjnych. W przypadku prowadzenia przeciwko nam postępowań administracyjnych przez Prezesa URE lub Prezesa UOKiK, w razie uznania naszych czynności za niezgodne z prawem, może zostać nałożona na nas kara do wysokości 15% przychodu z działalności koncesjonowanej, natomiast w przypadku uznania naszych działań za naruszające warunki koncesji istnieje ryzyko cofnięcia nam koncesji. Podobne ryzyko istnieje w odniesieniu do naszych spółek zależnych, posiadających koncesje.

Podmioty z Grupy Kapitałowej ENEA są stroną następujących postępowań:

4.1.24.1. Postępowania sądowe

ENEA S.A.

- W postępowaniu dotyczącym obciążania przez ENEA odbiorców energii dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 r., Prezes UOKiK w decyzji z dnia 12 września 2008 r. uznał obciążenie odbiorców energii dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 r. za praktykę ograniczającą konkurencję i nakazał zaniechanie jej stosowania. Ponadto nałożył na ENEA karę pieniężną w wysokości 160.000 zł, stanowiącą ok. 0,03% kary maksymalnej (wysokość kary pieniężnej wynika z faktu uznania przez Prezesa UOKiK, iż nie istnieje potrzeba oddziaływania represyjnego na ENEA oraz nadania karze waloru dyscyplinującego). W dniu 30 września 2008 r. ENEA złożyła odwołanie od przedmiotowej decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 31 sierpnia 2009 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, na skutek złożonego przez ENEA odwołania, zmienił decyzję Prezesa UOKiK obniżając karę pieniężną do 10.000 zł. W dniu 25 września 2009 r. ENEA złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie apelację od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wnosząc o uchylenie decyzji w całości. W dniu 27 kwietnia 2010 r. Sąd Apelacyjny uchylił wyrok SOKiK i skierował sprawę do ponownego rozpatrzenia. Wyrokiem z dnia 27 stycznia 2011 r. SOKiK utrzymał karę pieniężną nałożoną na Spółkę w wysokości 10 tys. zł. W dniu 27 kwietnia 2010 r. Sąd Apelacyjny uwzględnił apelację ENEA S.A. od wyroku Sądu Okręgowego – SOKiK i uchylił zaskarżony wyrok przekazując sprawę do ponownego rozpatrzenia przez SOKiK. Wyrokiem z dnia 27 stycznia 2011 r. SOKiK utrzymał karę pieniężną nałożoną na Spółkę w wysokości 10.000 zł. Po otrzymaniu uzasadnienia wyroku, w dniu 20 kwietnia 2011 r. pełnomocnik ENEA S.A. wniósł apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie Wydział VI Cywilny. Sąd Apelacyjny na rozprawie dnia 8 lutego 2012 r. oddalił apelację ENEA S.A. Wyrok jest prawomocny.
- W dniu 27 listopada 2008 r. Prezes URE orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w 2006 r. i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 7.594.613,28 zł. ENEA odwołała się w dniu 17 grudnia 2008 r. od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 15 grudnia 2009 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał korzystny dla ENEA wyrok, zmieniając decyzję Prezesa URE z dnia 27 listopada 2008 r. i umarzając postępowanie administracyjne. Od tego wyroku Prezes URE wniósł apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Wyrokiem z dnia 24 listopada 2010 r. (VI ACa 327/10) Sąd Apelacyjny uchylił zaskarżony przez Prezesa URE wyrok sądu okręgowego w Warszawie – SOKiK z dnia 15 grudnia 2009 r. i przekazał sprawę SOKiK do ponownego rozpatrzenia i rozstrzygnięcia o kosztach postępowania odwoławczego. W dniu 27 września 2011 r. Sąd Okręgowy w Warszawie SOKiK wydał wyrok oddalający odwołanie ENEA od decyzji Prezesa URE o nałożeniu kary na ENEA. W dniu 18 listopada 2011 r. została złożona apelacja od wyroku z dnia 27 września 2011 r.
- W dniu 28 grudnia 2009 r. Prezes URE orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w I półroczu 2007 r. i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 2.150.000,00 zł. W dniu 19 stycznia 2010 r. ENEA odwołała się od decyzji Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wyrokiem z dnia 6 marca 2012 r. Sąd Okręgowy w Warszawie - SOKiK uchylił decyzję Prezesa URE z dnia 28 grudnia 2009 r., która nakładała na ENEA S.A. karę pieniężną za naruszenie obowiązku zakupu energii z kogeneracji w I połowie 2007 r. Na dzień 14 marca 2012 r. wyrok ten jest nieprawomocny.

Elektrownia Kozienice

- Elektrownia Kozienice była stroną postępowań przeciwko CTL LOGISTIC S.A. toczących się przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Najwyższym, o odszkodowanie z tytułu niewywiązania się z umowy spedycyjnej



o łącznej wartości 10.579.908 zł. W dniu 21 grudnia 2011 r. zostały zawarte ugody pozasądowe. Tym samym powyższe sprawy zostały zakończone.

- W dniu 13 września 2010 r. Centrum Konsultingu Menadżerskiego Gordion Sp. z o.o. złożyła pozew datowany na dzień 7 września 2010 r. Tym samym Elektrownia Kozienice jest stroną postępowania z powództwa Centrum Konsultingu Menadżerskiego Gordion Sp. z o.o. o naruszenie dóbr osobistych. Dochodzona kwota wynosi 5.017.801,00 zł.
- Elektrownia Kozienice jest także pozwany w sprawie z powództwa Gospodarstwa Ogrodniczego w Ryczywole Kamila Lewek Wiśniewska Jacek Pospiszyl spółka cywilna o odszkodowanie poprzez zapłatę kwoty 5.082.384,00 zł tytułem naprawienia szkody spowodowanej ruchem zakładu należącego do Elektrowni Kozienice.
- W dniu 14 stycznia 2011 r. Polish Business Offers Sp. z o.o. złożyła wniosek o zawezwanie do próby ugodowej w zakresie roszczeń wynikających z art. 24 k.c. Wskazywane naruszenie dóbr osobistych. Dochodzona kwota wynosi 2.370.000,00 zł.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie jest możliwe jednoznaczne określenie wyników postępowania w niniejszych sprawach, z zastrzeżeniem, że spór z Polish Business Offers sp. z o.o. został zakończony na mocy ugody pozasądowej z dnia 28 lutego 2012 r., natomiast na mocy porozumienia w sprawie zawarcia ugody sądowej z dnia 28 lutego 2012 r. z Centrum Konsultingu Menadżerskiego Gordion Sp z o.o. ma dojść do zakończenia przed sądem sporu z Centrum Konsultingu Menadżerskiego Gordion Sp. z o.o.

ENEA Operator

ENEA Operator jest stroną szeregu postępowań związanych z prowadzoną przez nią działalnością jako operator systemu dystrybucyjnego. Przedmiotem tych postępowań jest przede wszystkim dochodzenie roszczeń z tytułu nieuiszczonych opłat za przyłączenie do sieci i innych odpłatnych czynności podejmowanych przez Spółkę na wniosek klienta, a także nielegalnego poboru energii elektrycznej. Ponadto ENEA Operator uczestniczy w sprawach sądowych dotyczących bezumownego korzystania z nieruchomości osób trzecich, przez które przebiega infrastruktura stanowiąca własność Spółki.

4.1.24.2. Postępowania administracyjne

ENEA S.A.

Postępowanie administracyjne prowadzone przez Prezesa UOKiK w sprawie podejrzenia stosowania przez ENEA S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Postępowanie to związane było z przeprowadzoną w 2011 r. przez UOKiK kontrolą wzorców umownych stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w obrocie z odbiorcami w gospodarstwach domowych. Postępowanie zostało zakończone.

Elektrownia Kozienice

Elektrownia Kozienice jest stroną trzech postępowań przed Sądem Okręgowym Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W dniu 5 sierpnia 2009 r. Elektrownia Kozienice otrzymała decyzję Prezesa URE z 31 lipca 2009 r. o kwocie korekty rocznej (za 2008 r.) rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości 89,5 mln złotych, którą miała obowiązek zwrócić Zarządcy Rozliczeń S.A. do dnia 30 września 2009 r. Elektrownia Kozienice zakwestionowała obowiązek zwrotu takiej kwoty odwołując się do Sądu Okręgowego w Warszawie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Dnia 23 września 2009 r., Sąd wydał postanowienie wstrzymujące wykonanie zaskarżonej decyzji ponad kwotę 44,8 mln zł Elektrownia Kozienice dokonała zwrotu zaliczki w kwocie 44,8 mln zł zgodnie z decyzją Sądu. Dnia 2 października 2009 r. Elektrownia Kozienice złożyła zażalenie na powyższe postanowienie do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Dnia 20 stycznia 2010 r. Sąd Apelacyjny uchylił postanowienie SOKiK z dnia 28 października 2009 r., w przedmiocie odrzucenia zażalenia ELKO na postanowienie SOKiK z dnia 23 września 2009 r. w przedmiocie rozstrzygnięcia wniosku Spółki o wstrzymanie w całości wykonania decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 lipca 2009 r.

Dnia 19 maja 2010 r. Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie SOKiK z dnia 23 września 2009 r. i wstrzymał w całości wykonanie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 lipca 2009 r. w sprawie korekty rocznej kosztów osieroconych. Sąd Apelacyjny podkreślił, że SOKiK nie miał podstaw prawnych do odmowy



wstrzymania wykonania decyzji w części. A zatem, skoro znalazł podstawy do wstrzymania wykonania decyzji, to powinien wstrzymać wykonanie decyzji w całości. W związku z tym postanowieniem w dniu 27 maja 2010 r. Elektrownia Kozienice zwróciła się do Zarządcy Rozliczeń S.A. z żądaniem zwrotu kwoty 40,6 mln zł wraz z należnymi odsetkami. Jednak Zarządca Rozliczeń przesłał do Spółki odpowiedź negatywną, uzasadniając, że podstawą zwrotu może być tylko zmiana decyzji Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. W dniu 5 lipca 2010 r. Elektrownia Kozienice zwróciła się do Zarządcy Rozliczeń S.A. z ostatecznym przedsądowym wezwaniem do zapłaty kwoty 40,6 mln zł wraz z należnymi odsetkami. Pismem z dnia 12 lipca 2010 r. Zarządca Rozliczeń S.A. podtrzymał swoje wcześniejsze stanowisko w tej sprawie i odmówił zwrotu przedmiotowej kwoty. W dniu 1 grudnia 2010 r. odbyła się przed SOKiK rozprawa w sprawie KDT 2008. Sąd postanowił jednakże odroczyć ją do chwili prawomocnego rozstrzygnięcia przez Sąd Apelacyjny, czy Zarządca Rozliczeń może otrzymać status zainteresowanego w postępowaniu.

Postanowieniem z dnia 22.06.2011 r., sygn. akt VI Acz 966/11 Sąd Apelacyjny w Warszawie odrzucił zażalenie Zarządcy Rozliczeń na postanowienie SOKiK z dnia 21.10.2010 r. o odmowie dopuszczenia Zarządcy Rozliczeń do wzięcia udziału w postępowaniu w sprawie KDT 2008 w charakterze zainteresowanego. Termin rozprawy w sprawie korekty rocznej za rok 2008 został wyznaczony na dzień 20.02.2012 r. Rozprawa ta została odroczone, a kolejny termin został wyznaczony na dzień 20.04.2012 r.

W dniu 3 sierpnia 2010 r. Elektrownia otrzymała decyzję Prezesa URE z dnia 29 lipca 2010 r. ustalającą korektę roczną za 2009 r. w wysokości + 15,6 mln zł. Ponieważ decyzja ta również jest niekorzystna dla Elektrowni, w dniu 17.08.2010 r. zostało złożone odwołanie od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądu Okręgowego w Warszawie. W sprawozdaniu finansowym za 2010 r. przychody w wysokości 15,6 mln zł zostały ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w pozycji przychody ze sprzedaży. Dnia 30 września 2010 r. Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2009 r. w wysokości 15,6 mln zł od Zarządcy Rozliczeń S.A.

Termin rozprawy w sprawie korekty rocznej za rok 2009 nie został jeszcze wyznaczony.

Dnia 29 lipca 2011 r. Prezes URE ustalił kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych za 2010 r. w wysokości 2,5 mln zł. Ponieważ także ta decyzja jest niekorzystna dla Elektrowni, w dniu 18 sierpnia 2011 r. zostało złożone odwołanie od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądu Okręgowego w Warszawie. Dnia 30 września 2011 r. Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2010 r. w wysokości 2,5 mln zł od Zarządcy Rozliczeń S.A.

Termin rozprawy w sprawie korekty rocznej za rok 2010 nie został jeszcze wyznaczony.

W dniu 11 lutego 2009 r. Elektrownia Kozienice złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym od energii elektrycznej za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2008 r. w kwocie 694,6 mln PLN wraz z korektami deklaracji.

Ponadto Spółka w dniu 24 listopada 2009 r. złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym od energii elektrycznej za kolejne miesiące tj. styczeń 2009 r. i luty 2009 r. w kwocie 34,6 mln PLN, z czego kwota akcyzy od energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych 247 tys. PLN.

Korekty w podatku akcyzowym, z wyłączeniem akcyzy od energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych wynikają z istniejącej od 1 stycznia 2006 r. do 28 lutego 2009 r. niezgodności polskich regulacji dotyczących opodatkowania energii elektrycznej z przepisami wspólnotowymi.

Naczelnik Urzędu Celnego po rozpatrzeniu wniosku Spółki wydał szereg decyzji odmawiających zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2007 r. włącznie. Jednocześnie Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające zobowiązanie podatkowe w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2007 r.

Spółka wniosła od powyższych decyzji odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie, który wydał decyzje utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2007 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazane powyżej miesiące.



Postępowania dot. nadpłaty za 2006 r. – Spółka złożyła Skargi do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie na decyzje Dyrektora Izby Celnej w Warszawie utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za poszczególne miesiące 2006 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazany okres w kwotach wynikających z pierwotnych deklaracji Spółki.

Postępowania dot. nadpłaty za 2007 r. - Spółka złożyła Skargi do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie na decyzje Dyrektora Izby Celnej w Warszawie utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za poszczególne miesiące 2007 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazany okres w kwotach wynikających z pierwotnych deklaracji Spółki.

Postępowania dot. nadpłaty za 2008 r. Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające nadpłatę w podatku akcyzowym od energii elektrycznej, ale tylko wytworzonej ze źródeł odnawialnych za poszczególne miesiące 2008 r. w łącznej kwocie 2,6 mln PLN. Natomiast w zakresie wynikającym z niezgodności polskich przepisów podatkowych z przepisami wspólnotowymi wydał decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty, określając na nowo zobowiązanie podatkowe w kwotach pomniejszonych o akcyzę od energii ze źródeł odnawialnych za wskazany okres. Spółka wniosła od powyższych decyzji odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie, który wydał decyzje utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za poszczególne miesiące 2008 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazane miesiące w kwotach wynikających z pierwotnych deklaracji Spółki, pomniejszonych o akcyzę od energii zielonej.

Spółka złożyła Skargi do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie na decyzje Dyrektora Izby Celnej w Warszawie utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za poszczególne miesiące 2008 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazany okres.

Postępowania dot. nadpłaty za styczeń 2009 r. i luty 2009 r. Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające nadpłatę w podatku akcyzowym od energii elektrycznej, ale tylko wytworzonej ze źródeł odnawialnych za miesiące styczeń 2009 r. i luty 2009 r. w łącznej kwocie 247 tys. PLN. Natomiast w zakresie wynikającym z niezgodności polskich przepisów podatkowych z przepisami wspólnotowymi wydał decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty, określając na nowo zobowiązanie podatkowe w kwotach pomniejszonych o akcyzę od energii ze źródeł odnawialnych za wskazany okres. Spółka wniosła od powyższych decyzji odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie, który wydał decyzje utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące styczeń luty 2009 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazane miesiące w kwotach wynikających z pierwotnych deklaracji Spółki, pomniejszonych o akcyzę od energii ze źródeł odnawialnych za wskazany okres.

Spółka złożyła Skargi do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie na decyzje Dyrektora Izby Celnej w Warszawie utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące styczeń 2009 r. i luty 2009 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazany okres.

Sąd Administracyjny w Warszawie Wydział VIII Zamiejscowy w Radomiu wydał wyroki, na mocy których uwzględnił skargi Elektrowni Kozienice i uchylił decyzje Dyrektora Izby Celnej w Warszawie oraz poprzedzające je decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu, w/s dotyczących określenia zobowiązań podatkowych w podatku akcyzowym za okres: styczeń 2006 r. – luty 2009 r. Od powyższych wyroków Dyrektor Izby Celnej w Warszawie wnosi skargi kasacyjne.

Sąd Administracyjny w Warszawie Wydział VIII Zamiejscowy w Radomiu wydał wyroki, na mocy których oddalił skargi Elektrowni Kozienice na decyzję Dyrektora Izby Celnej w Warszawie oraz poprzedzające je decyzję Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu, w/s dotyczących odmowy zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za okres: styczeń 2006 r. – luty 2009 r. Skargi kasacyjne w przygotowaniu.

Elektrownia Kozienice w wyniku wszczętego postępowania administracyjnego otrzymała w dniu 22 lipca 2010 r. dwie decyzje i Nr 133/10/OŚ oraz Nr 132/10/OŚ wydane przez Marszałka Województwa Mazowieckiego w Warszawie w sprawie wymierzenia Elektrowni opłaty za rok 2008, stanowiącej różnicę



między opłatą należną a opłatą wynikającą z wykazu przesłanego przez ELKO w ramach Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (EPTR). Od decyzji tych Elektrownia wniosła stosowne odwołanie do SKO w Warszawie. Pod koniec grudnia 2010 r. Elektrownia otrzymała decyzję Samorządowego Kolegium Odwoławczego w Warszawie podtrzymującą niekorzystne dla Elektrowni decyzje wydane przez Marszałka. Elektrownia dokonała wpłaty naliczonych opłat w wysokości: 2.888.542 zł za I półrocze 2008 r. oraz 2.177.780 zł za II półrocze 2008 r. (plus należne odsetki) i złożyła stosowne odwołanie do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie. Po wniesieniu w dniu 16 czerwca przez Elektrownię Kozienice skarg kasacyjnych do Naczelnego Sądu Administracyjnego, w których zostały zaskarżone oba wyroki WSA wydane w sprawach o sygn. akt IV SA/Wa 296/11 oraz IV SA/Wa 297/11 Naczelny Sąd Administracyjny nie wyznaczył jeszcze terminów rozpraw kasacyjnych.

ENEA Operator

ENEA Operator jest stroną szeregu postępowań wyjaśniających i administracyjnych prowadzonych przez organ regulacyjny. Dotyczą one w szczególności kwestii przyłączania farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej Spółki.

4.1.25. Ochrona środowiska

Istniejące oraz zmieniające się uwarunkowania w zakresie ochrony środowiska mogą nas zmuszać do ponoszenia dodatkowych nakładów inwestycyjnych, a także mogą skutkować ponoszeniem przez nas odpowiedzialności, nakładaniem na nas kar lub wstrzymaniem eksploatacji niektórych instalacji.

Nasza działalność znacząco wpływa na środowisko naturalne oraz wymaga posiadania szeregu pozwoleń na korzystanie ze środowiska. W szczególności dla prowadzenia działalności gospodarczej przez Elektrownię Kozienice niezbędne jest posiadanie pozwolenia zintegrowanego, które to uzyskaliśmy Decyzją Wojewody Mazowieckiego Nr WŚR.I.6640/13/6/05 z dnia 20 grudnia 2005 r. Wydane pozwolenie, wraz z decyzjami zmieniającymi (Nr WŚR.I.JB/6640/43/06 z dnia 5 lipca 2007 r., Nr 55/08/PŚ.Z z dnia 15 września 2008 r., Nr 40/10/PŚ.Z z dnia 25 maja 2010 r., Nr 60/10/PŚ.Z z dnia 1 lipca 2010 r., Nr 117/10/PŚ. Z dnia 15 grudnia 2010 r., Nr 106/11/PŚ.Z z dnia 14 października 2011 r.) oraz Postanowieniem PŚ.V/AT/7600-129/08 z dnia 9 grudnia 2011 r. ważne jest do dnia 20 grudnia 2015 r. Nieprzestrzeganie zapisów zawartych w pozwoleniach lub cofnięcie tych pozwoleń może skutkować ponoszeniem przez nas odpowiedzialności, nakładaniem na nas kar lub mogą skutkować wstrzymaniem eksploatacji niektórych instalacji. Działalność ENEA Operator wymaga z kolei dokonywania pomiarów emisji pól elektromagnetycznych w momencie oddawania inwestycji do użytkowania, a także posiadania stosownych decyzji na wytwarzanie odpadów.

Uwarunkowania prawne, w tym uwarunkowania Unii Europejskiej dotyczące ochrony środowiska, podlegają częstym zmianom, przy czym istnieje tendencja do stopniowego zwiększania wymagań w zakresie korzystania ze środowiska, w szczególności w odniesieniu do podmiotów z sektora elektroenergetycznego. Takie rosnące wymagania mogą w przyszłości wpłynąć na konieczność poniesienia przez nas dodatkowych nakładów inwestycyjnych. Niedostosowanie się do nowych przepisów prawa w zakresie ochrony środowiska może skutkować nałożeniem na nas znacznych kar pieniężnych. Wystąpienie którejkolwiek z powyższych okoliczności może istotnie zwiększyć nasze koszty i ograniczyć nasze możliwości w zakresie prowadzenia naszej działalności.

4.1.26. Nieruchomości

Do części nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator, spółka nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego, a ponadto nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator mogą być przedmiotem roszczeń repriwatyzyzacyjnych.

W związku z prowadzoną po II wojnie światowej powszechną elektryfikacją oraz nacjonalizacją, jak również w związku z brakiem odpowiednich regulacji prawnych w zakresie korzystania z nieruchomości na potrzeby rozwoju sieci dystrybucyjnych, ENEA Operator korzysta z wielu nieruchomości, na których posadowione są jej urządzenia elektroenergetyczne służące do dystrybucji energii, bez odpowiedniego tytułu prawnego. Dotyczy to około 30% wszystkich nieruchomości, na których znajduje się infrastruktura elektroenergetyczna (za wyjątkiem linii elektroenergetycznych). Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. dane te przedstawiają się następująco:

- Obiekty sieciowe uznane przez nas za kluczowe (rozdzielnie elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia, GPZ) – ENEA Operator w 94% posiada odpowiedni tytuł prawny do nieruchomości, na których znajdują się te obiekty.



- Stacje transformatorowe kubaturowe średniego i niskiego napięcia – około 68% spośród blisko 14,7 tys. stacji kubaturowych znajduje się na nieruchomościach, w stosunku do których ENEA Operator posiada odpowiedni tytuł prawny.
- W przypadku obiektów niesieciowych uznanych za kluczowe (siedziby zarządu, oddziałów i rejonów) – Spółka w 97% posiada odpowiedni tytuł prawny do nieruchomości na których znajdują się te obiekty.
- Linie elektroenergetyczne – szacujemy, że ENEA Operator nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego w stosunku do przeważającej większości nieruchomości, przez które przebiegają linie elektroenergetyczne.

Ryzyko związane ze stanem uregulowania sytuacji prawnej nieruchomości wykorzystywanych przez Spółkę wynika z faktu, że ENEA Operator nie dla wszystkich obiektów posiada tytuł prawny do korzystania z gruntów, na których są usytuowane. W przyszłości ENEA Operator może być zobowiązana do ponoszenia kosztów z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości, co w konsekwencji może mieć negatywny wpływ na prowadzoną działalność oraz osiągnięte wyniki finansowe. Istnieje ryzyko wszczęcia postępowań przeciwko Spółce, zmierzających do uniemożliwienia jej dalszego korzystania z tych nieruchomości, co może skutkować koniecznością poniesienia przez Spółkę znaczących kosztów.

Możliwość utraty majątku w tym przypadku jest znikoma. Brak uregulowanego stanu prawnego nieruchomości pod urządzeniami energetycznymi nie stanowi ryzyka utraty przez Operatora Sieci Dystrybucyjnej (OSD) majątku, a jedynie powoduje zagrożenie powstania dodatkowych kosztów związanych z żądaniem wypłaty odszkodowań za tzw. bezumowne korzystanie z gruntu, czynszu dzierżawnego lub wyjątkowo, w pojedynczych przypadkach, z żądaniem związanymi ze zmianą lokalizacji obiektu (przywrócenie gruntu do stanu pierwotnego).

Łączna wartość rezerwy na roszczenia z tytułu bezumownego korzystania, będące przedmiotem prowadzonych postępowań sądowych, w których stroną była ENEA Operator oraz na roszczenia o charakterze przedsądowym (czyli roszczenia potencjalne) wynosiła na dzień 31 grudnia 2011 r. 82.332,4 tys. zł.

Łączna wartość rezerwy na roszczenia będące przedmiotem prowadzonych postępowań sądowych, w których stroną była ENEA S.A. oraz na roszczenia o charakterze przedsądowym wynosiła na dzień 31 grudnia 2011 r. 29,7 mln zł.

Rezerwy na zobowiązania wycenia się w uzasadnionej, wiarygodnie oszacowanej wartości. Nie tworzymy rezerw na potencjalne roszczenia właścicieli nieruchomości, z których korzystamy, w przypadku, gdy status nieruchomości nie jest nam znany, w szczególności wówczas, gdy nie jesteśmy w stanie określić rodzaju roszczenia, które może zostać wniesione przeciwko nam, albowiem uniemożliwia to nam oszacowanie maksymalnej kwoty potencjalnego roszczenia. Rozmiar zasądzonych odszkodowań z tytułu takich roszczeń może być dla nas znaczący z uwagi na liczbę przedmiotowych nieruchomości, jednak nie jesteśmy w stanie oszacować maksymalnej kwoty takich odszkodowań.

Nie można wykluczyć, że w przyszłości będziemy zobowiązani do ponoszenia dalszych kosztów z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości, co w konsekwencji będzie miało negatywny wpływ na naszą działalność oraz osiągnięte przez nas wyniki finansowe. Nie ma również pewności, że nie zostaną przeciwko nam wszczęte postępowania zmierzające do uniemożliwienia nam dalszego korzystania z nieruchomości, do których nie przysługuje nam odpowiedni tytuł prawny lub do zmiany sposobu korzystania z takich nieruchomości, co może skutkować koniecznością poniesienia przez nas znaczących kosztów.

4.1.27. Modernizacja i rozwój

Rozwój Grupy prowadzony jest w trzech podstawowych obszarach strategicznych: i) rozwój działalności podstawowej Grupy; ii) poprawa efektywności funkcjonowania Grupy; iii) budowa firmy odpowiedzialnej społecznie, o czym szerzej zostało wspomniane w punkcie 1.2 „Charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej”.

Bieżące utrzymanie, ale przede wszystkim modernizacja i rozbudowa Elektrowni Kozienice oraz linii energetycznych wymaga regularnego ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych. Przewidujemy, że nasze nakłady inwestycyjne w okresie najbliższych lat będą finansowane głównie ze środków generowanych z działalności operacyjnej oraz długiem. Nasza zdolność do pozyskania finansowania oraz koszt kapitału zależą od wielu czynników, z których wiele jest poza naszą kontrolą, a w szczególności: (i) ogólne warunki rynkowe i sytuacja na rynkach kapitałowych; (ii) dostępność kredytów bankowych; (iii) zaufanie inwestorów; (iv) nasza sytuacja finansowa, wyniki i perspektywy rozwoju; oraz (v) przepisy podatkowe i dotyczące obrotów papierami



wartościowymi. Jeżeli nie pozyskamy kapitału na korzystnych warunkach może to istotnie i negatywnie wpłynąć na naszą zdolność do modernizacji lub rozwoju, a tym samym obniżyć efektywność naszej działalności.

Powyższe źródła finansowania mogą być niedostępne dla nas w całości lub w wymaganej kwocie, skutkując brakiem możliwości realizacji wszystkich planowanych przez nas nakładów inwestycyjnych. W wyniku powyższego nie możemy zapewnić, że będziemy zdolni do wygenerowania wystarczających przepływów pieniężnych albo posiadania dostępu do wystarczających alternatyw finansowania w celu utrzymania lub rozwoju naszej aktualnej działalności. W efekcie możemy być zmuszeni do opóźnienia lub rezygnacji z planowanych inwestycji, co może mieć istotny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

W przyszłości możemy zaciągnąć nowe istotne zadłużenie, które może znacząco i negatywnie wpłynąć na naszą sytuację finansową, zdolność do pozyskania dodatkowego finansowania oraz naszą zdolność do reagowania na zmiany w naszej działalności.

W związku z realizacją naszej strategii rozwoju możemy starać się pozyskać dodatkowe pożyczki i kredyty lub inne instrumenty dłużne. W konsekwencji możemy być zmuszeni do przeznaczenia istotnej części naszych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej na obsługę kosztów oprocentowania i spłat kapitału z tytułu naszego zadłużenia, co w przypadku braku alternatywnych źródeł finansowania obniży naszą zdolność do finansowania kapitału obrotowego, wydatków kapitałowych oraz innych ogólnych celów korporacyjnych. Jeżeli nie będziemy zdolni do spełnienia zobowiązań wobec naszych wierzycieli, całość lub część zadłużenia może zostać postawiona w stan natychmiastowej wymagalności, a jeżeli nie będziemy mogli refinansować takiego zadłużenia może to mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki działalności lub perspektywy rozwoju.

Nasze zadłużenie może także zwiększyć naszą wrażliwość na niekorzystne trendy makroekonomiczne lub gospodarcze, a także niekorzystnie wpłynąć na naszą konkurencyjność w stosunku do innych spółek. Nasza elastyczność operacyjna może także zostać ograniczona, a w szczególności nasza zdolność do pozyskania dodatkowego finansowania, które może być wymagane dla naszego rozwoju lub reagowania na zmiany w naszej działalności lub branży.

4.2. Strategia rozwoju

Jednym z podstawowych czynników istotnych dla rozwoju Grupy Kapitałowej jest realizacja strategii Grupy Kapitałowej.

Aktywnie obserwując sytuację na rynku energii w Polsce, celem uwzględnienia kluczowych dla sytuacji Grupy trendów na rynku energii w Polsce Zarząd ENEA S.A. przygotował 10-letnią strategię do 2020 r. – „Strategię Korporacyjną Grupy Kapitałowej ENEA na lata 2010–2015 z perspektywą do 2020 r.” Zidentyfikowane w Strategii trendy to przede wszystkim: (i) wzrost zapotrzebowania na energię i ograniczenie dostępnej na rynku mocy wytwórczej, (ii) zaostrzenie polityki UE w zakresie ograniczenia emisji CO₂, (iii) zwiększenie konkurencji we wszystkich obszarach działalności Grupy, (iv) rozwój hurtowego rynku obrotu energią elektryczną, (v) wzrost liczby klientów korzystających ze zmiany dostawcy energii elektrycznej oraz (vi) możliwości rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Strategia oparta jest na misji Grupy, której myślą przewodnią jest dostarczanie wysokiej jakości usług dla klientów, zapewnienie przyjaznego środowiska pracy naszym pracownikom oraz budowa wartości dla naszych akcjonariuszy przy zapewnieniu dbałości o środowisko naturalne.

Naszą strategię realizujemy poprzez:

Rozwój działalności podstawowej Grupy

W tym obszarze koncentrujemy się na:

- rozwoju i dywersyfikacji mocy wytwórczej,
- rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnej,
- rozwoju działalności w zakresie handlu hurtowego,
- zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw węgla kamiennego z optymalnych źródeł,
- zwiększeniu zysku na sprzedaży energii elektrycznej,
- zapewnieniu rozwoju techniczno-technologicznego.



Poprawę efektywności funkcjonowania Grupy

W tym obszarze koncentrujemy się na:

- optymalizacji funkcjonowania procesów podstawowych,
- optymalizacji funkcji wsparcia,
- zapewnieniu integracji operacyjnej Grupy,
- reorganizacji działalności spółek zależnych Grupy.

Budowanie firmy odpowiedzialnej społecznie

W tym obszarze koncentrujemy się na:

- zapewnieniu zrównoważonego zarządzania kapitałem ludzkim,
- zapewnieniu dialogu ze społecznością lokalną i uwzględnieniu jej głosu w działalności biznesowej,
- promowaniu rozwiązań i zachowań prośrodowiskowych.

Integralną częścią strategii jest wdrożenie nowego modelu biznesowego Grupy, zakładającego docelowo funkcjonowanie następujących obszarów biznesowych:

- centrum korporacyjne,
- wytwarzanie w oparciu o paliwa kopalne oraz źródła odnawialne,
- obrót hurtowy,
- sprzedaż,
- dystrybucja,
- centrum usług wspólnych.

Stworzenie obok podstawowych obszarów biznesowych dodatkowo pionów centrum korporacyjnego i centrum usług wspólnych ma usprawnić zarządzanie Grupą i umożliwić uzyskanie synergii kosztowych wynikających z centralnego zarządzania działalnością Grupy i spójnego systemu obsługi klientów.

Zakładamy, iż realizując naszą strategię przeznaczymy łącznie w wariantie bazowym ok. 18,7 mld PLN do 2020 r. na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne, dystrybucję oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji.

W obszarze wytwarzania konwencjonalnego naszym głównym celem jest wybudowanie nowego bloku na parametry nadkrytyczne, opalanego węglem kamiennym o mocy ok. 1.000 MWe w Świerżach Górnych (zakładamy średni koszt budowy 1 MW na poziomie ok. 1,4 mln EUR). Planujemy jego rozruch w czwartym kwartale 2016 r. Obecnie prowadzimy postępowanie na wybór wykonawcy budowy nowego bloku o mocy ok. 1.000 MWe. Rozstrzygnięcie przetargu na „Budowę bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy netto minimum 900 MWe, maksimum 1.000 MWe w Elektrowni Kozienice, prowadzonego zgodnie z przepisami Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych, nastąpi na przełomie II i III kwartału 2012 r. Jednocześnie kontynuujemy modernizację pozostałych bloków 200 i 500 MW funkcjonujących w Elektrowni Kozienice. Prowadzimy również analizy w zakresie możliwości budowy kolejnego bloku energetycznego o mocy do 1.000 MWe, co wiązać się będzie z koniecznością ponoszenia wydatków inwestycyjnych począwszy od 2012 r.

W obszarze dystrybucji w okresie objętym strategią planujemy prace inwestycyjne i modernizacyjne infrastruktury sieciowej i niezbędnego wyposażenia w związku ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz koniecznością przyłączania odnawialnych źródeł energii. Działania inwestycyjne i modernizacyjne powinny przełożyć się na zwiększenie efektywności pracy naszej sieci oraz ograniczenie strat sieciowych. Dzięki nim nastąpi również wymiana części linii dystrybucyjnych o najdłuższym okresie wykorzystania. Działania te w znaczącym stopniu powinny wpłynąć na wzrost niezawodności dostaw energii elektrycznej do klientów.

Nasze nakłady inwestycyjne na dystrybucję stale wzrastają. W 2011 r. ENEA Operator wydała na inwestycje ponad 813 mln zł, realizując w ponad 100% założone plany. Oznacza to wzrost nakładów w stosunku do 2010 r. o ponad 39%, o 65% w stosunku do 2009 r. i o 101% w stosunku do 2008 r.

W 2011 r. znaczną część nakładów inwestycyjnych ENEA Operator przeznaczyła na modernizację i odtworzenie majątku związanego z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc. Tendencja ta utrzyma się również w 2012 r.



W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej zakładamy rozbudowę mocy wytwórczych. Planujemy osiągnąć do 2020 r. 250-350 MW mocy zainstalowanej w wietrze. Równocześnie podjęliśmy decyzję o realizacji inwestycji w moce biogazowe, planując osiągnięcie w tym obszarze mocy około 40-60 MW w 2020 r. W 2011 r. wydatki inwestycyjne w zakresie OZE przekroczyły 345 mln zł, co oznacza ok. siedmiokrotny wzrost w odniesieniu do roku 2010.

W dniu 15 stycznia 2010 r. ENEA S.A. sfinalizowała zakup pierwszej elektrowni biogazowej w Liszkowie (woj. kujawsko-pomorskie) o mocy 2,12 MWe. W II kwartale 2011 r. ENEA S.A. nabyła 100% udziałów spółki celowej powołanej dla potrzeb budowy biogazowni o mocy 1,6 MWe. W roku 2012 planujemy nabyć elektrownie biogazowe o łącznej mocy 5,6 MWe.

W marcu 2011 r. spółka zależna ENEA S.A. Elektrownie Wodne, dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych Grupy z Odnawialnych Źródeł Energii, zakupiła farmę wiatrową zlokalizowaną w Darżynie na Pomorzu o mocy zainstalowanej 6 MW. To pierwsze tego typu przedsięwzięcie w Grupie. Zakup farmy jest pierwszym krokiem w pozyskaniu znacznie większych źródeł tego typu. Farma wiatrowa w Darżynie została wybudowana w 2008 r. Składa się z nowoczesnych turbin wiatrowych Enercon E-82, o mocy 2 MW każda. Położona jest w rejonie o bardzo korzystnych warunkach wietrznych.

W dniu 1 czerwca 2011 r. ENEA S.A. nabyła od francuskiej firmy Société Nationale d'Électricité et de Thermique (SNET) 69,58% akcji Elektrociepłowni Białystok. Dzięki tej transakcji Grupa weszła w posiadanie prawie 100% akcji białostockiej firmy. Elektrociepłownia Białystok to jedno z największych przedsiębiorstw regionu. Osiągalna moc cieplna Elektrociepłowni Białystok to 459,2 MW. Równoległe z ciepłem Elektrociepłownia Białystok wytwarza również energię elektryczną i parę technologiczną. Urządzenia elektrociepłowni mogą wytwarzać 350 GWh energii elektrycznej, która następnie jest sprzedawana na rynku hurtowym. Podstawowym paliwem wykorzystywanym w elektrociepłowni jest węgiel. W 2008 r. w bloku nr I uruchomiono kocioł opalany wyłącznie biomasą. Nowa instalacja pomogła w ograniczeniu emisji gazów i pyłów szkodliwych dla środowiska oraz zmniejszyła ilości odpadów powstających w wyniku spalania węgla. Uruchomienie instalacji opalanej biomasą pozwoliło na zmniejszenie zużycia węgla o 120 tys. ton rocznie i zastąpienie go 270 tys. ton biomasy. Moc instalacji opalanej tym paliwem to 75,2 MW.

W czerwcu 2011 r. oddano do użytku elektrownię wodną na rzece Wełna w Obornikach. Obiekt należący do spółki Elektrownie Wodne z siedzibą w Samociążku dysponuje mocą 330 kW. Szacowana średnioroczna wielkość produkcji energii elektrycznej to 1.440 MWh. Elektrownia wodna w Obornikach jest 21 obiektem tego typu należącym do Grupy ENEA.

W listopadzie 2011 r. ENEA S.A. podpisała umowę przedwstępną na zakup 100% udziałów spółki celowej, która realizuje projekt budowy farmy wiatrowej o mocy 50 MW. Przewiduje się, że farma wytwarzać będzie ok. 150.000 MWh energii elektrycznej rocznie.

W zależności od sytuacji rynkowej, naszej sytuacji finansowej, wyników przeprowadzonych analiz technicznych i ekonomicznych oraz zdolności do sfinansowania inwestycji, nie wykluczamy zwiększenia bazowego programu inwestycyjnego o dodatkowe inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne w kwocie ok. 1,4 mld EUR. Kwota ta zakłada budowę kolejnego bloku o mocy do 1.000 MWe.

Ponadto Zarząd nie wyklucza udziału w realizacji inwestycji związanej z budową elektrowni atomowej o mocy około 1.600 MWe.

W 2011 r. ENEA S.A. rozpoczęła również współpracę z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. (PGNiG) w zakresie analizy możliwości realizacji wspólnej inwestycji w budowę źródła wytwórczego energii elektrycznej opartego na gazie. W ramach ww. współpracy prowadzimy prace zmierzające do wyboru optymalnej lokalizacji dla budowy bloku gazowego. Planujemy przeprowadzić wspólnie z PGNiG szczegółowe analizy lokalizacyjne i ekonomiczne dla wybranych lokalizacji, na podstawie których zostaną podjęte stosowne decyzje korporacyjne.

Biorąc pod uwagę planowane inwestycje, z punktu widzenia ENEA S.A. istotne jest długofalowe budowanie portfela kapitałów własnych, aby w przyszłości móc podołać realizacji inwestycji. Środki z zysku stanowią mogłyby uzupełniające źródło finansowania nakładów inwestycyjnych, szczególnie w zakresie inwestycji związanych z rozwojem Grupy, głównie inwestycji w nowe moce wytwórcze.



4.3. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

Sytuacja finansowa Grupy tworzy silne podstawy do realizacji planów inwestycyjnych, które mogą być realizowane na drodze rozwoju organicznego, jak i poprzez przejęcia innych podmiotów. Nasz bilans, kapitały własne oraz saldo środków pieniężnych są solidną podstawą finansowania nakładów inwestycyjnych, tak ze środków własnych, jak i źródeł zewnętrznych. W celu efektywnego wykorzystania środków, spółki Grupy w danych działaniach inwestycyjnych (w szczególności w zakresie akwizycji) będą wspomagać się finansowaniem dłużnym w celu wykorzystania efektu dźwigni finansowej.

4.4. Rating

Istotne znaczenie dla realizacji zamierzeń inwestycyjnych Grupy ma przyznanie dla ENEA S.A. w kwietniu 2011 r. przez agencję Fitch Ratings długoterminowego ratingu podmiotu w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB” oraz długoterminowego ratingu krajowego na poziomie „A(pol)”. Perspektywa ratingów jest stabilna.

Nadany rating ilustruje silną pozycję ENEA na krajowym rynku energetycznym, a jednocześnie potwierdzają jej bardzo dobrą kondycję ekonomiczną, plasującą Grupę pośród podmiotów o największym znaczeniu dla tego sektora w Europie środkowo-wschodniej. Wyniki te legitymizują trafność zarówno podejmowanych w przedsiębiorstwie w ostatnim czasie działań o wymiarze strategicznym, jak też kształtu realizowanej w ENEA S.A. polityki bieżącej.

Fakt posiadania ratingu, będącego niezależną i obiektywną oceną wiarygodności kredytowej firmy, ma kluczowe znaczenie dla jej interesariuszy. Ocena ratingowa jest znaczącym narzędziem budowania wizerunku podmiotu w środowisku gospodarczym, implikującym wielowymiarowe konsekwencje dla jej posiadacza.

Ocena przyznana ENEA uwzględnia jej zintegrowaną pionowo pozycję (Grupa ENEA składająca się z ENEA S.A. i spółek zależnych) na polskim rynku elektroenergetycznym, w tym czołową pozycję na krajowym rynku dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej jak również znaczącą pozycję w segmencie wytwarzania energii elektrycznej.

W dniu 5 kwietnia 2012 r. w wydanym komunikacie agencja Fitch Ratings potwierdziła długoterminową ocenę ratingową nadaną Spółce na dotychczasowym poziomie BBB (w skali międzynarodowej) i A (w skali krajowej).

4.5. Strategia społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy Kapitałowej

Strategiczne podejście do społecznej odpowiedzialności biznesu:

„Strategia Korporacyjna Grupy Kapitałowej ENEA na lata 2010–2015 z perspektywą do 2020 r.” określa trzy obszary, które służą osiągnięciu nadrzędnego celu biznesowego, jakim jest budowa wartości Grupy Kapitałowej:

1. Poprawa efektywności funkcjonowania Grupy
2. Rozwój działalności podstawowej Grupy
3. Budowa firmy odpowiedzialnej społecznie

Realizacji trzeciego spośród ww. celów ma służyć Strategia społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy. W dniu 16 listopada 2010 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. zatwierdziła Strategię społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy (Strategia CSR), która jest w pełni zintegrowana z przyjętą Strategią Korporacyjną. Wcześniej, 26 października 2010 r. Strategię CSR zatwierdził Zarząd ENEA S.A. Dokument ten stanowi podstawę do zgodnego wdrażania praktyk społecznej odpowiedzialności biznesu przez wszystkie spółki Grupy Kapitałowej ENEA. Strategia została wypracowana przy zaangażowaniu i współudziale przedstawicieli wszystkich spółek wchodzących w skład Grupy.

Strategia ma w swoich założeniach wspierać, rozwijać i uszczegóławiać postanowienia Strategii Korporacyjnej w zakresie obszaru: „Budowy firmy odpowiedzialnej społecznie”, na który składają się 3 cele:

1. Zapewnienie zrównoważonego zarządzania kapitałem ludzkim.
2. Zapewnienie dialogu z interesariuszami, w tym ze społeczności lokalną i uwzględnianie jej głosu w działalności biznesowej.
3. Promowanie rozwiązań i zachowań prośrodowiskowych.

Tak ścisłe powiązanie zapisów dotyczących społecznej odpowiedzialności biznesu ze Strategią Korporacyjną podkreśla wysoki priorytet wdrażania praktyk CSR przez wszystkie spółki należące do Grupy.



Jak Grupa ENEA rozumie społeczną odpowiedzialność biznesu?

Grupa rozumie społeczną odpowiedzialność biznesu, jako sposób zarządzania firmą uwzględniający oczekiwania jej otoczenia, pozwalający na racjonalne zarządzanie zasobami oraz na trwałe zwiększanie wartości firmy w perspektywie trwałego, zrównoważonego rozwoju. Odpowiedzialna społecznie firma przyjmuje odpowiedzialność za skutki swoich działań i decyzji, a poprzez swoją działalność wnosi wkład w rozwój ogólnospołeczny.

Zagadnieniami, które obecnie zalicza się do praktyk społecznej odpowiedzialności biznesu Grupa zajmowała się na długo zanim ten termin wszedł do słownika polskiego biznesu. ENEA S.A. jest firmą powiązaną historycznie z regionem Wielkopolski i zawsze była aktywnym członkiem społeczności, w której wyrosła. Od zawsze ważne były dla naszej firmy dobre, partnerskie relacje z pracownikami. Rosnąca skala naszych działań wymagała jednak bardziej systemowego myślenia o planowaniu i wdrażaniu praktyk odpowiedzialnego biznesu.

Wdrażanie działań CSR w Grupie Kapitałowej ENEA

Przyjęta przez Grupę Strategia jest punktem wyjścia do bardziej systemowego ujęcia dotychczasowych działań i do wdrażania kolejnych dobrych praktyk w poszczególnych spółkach. Strategia CSR ma na celu zwiększanie efektywności funkcjonowania Grupy ENEA w wielu kluczowych dla niej obszarach. Wdrażanie CSR w sposób przemyślany i kompleksowy to między innymi szersze spojrzenie na zarządzanie ryzykami i szansami, przed jakimi stoi firma. To również budowa trwałych relacji z jej kluczowymi interesariuszami. Poszczególne spółki Grupy ENEA przygotowały własne Plany operacyjne na 2011 r. uściślające zakres działań mających na celu realizację celów Strategii CSR. Plany operacyjne uwzględniały specyfikę działalności spółek zakładając jednocześnie dążenie do wspólnie wytyczonych celów strategicznych Grupy ENEA.

Do końca 2011 r. „Porozumienie o zatwierdzeniu i wdrożeniu w Spółce Strategii społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy Kapitałowej ENEA” podpisało 14 spółek z Grupy ENEA.

5. WŁADZE GRUPY KAPITAŁOWEJ ENEA

5.1. Skład osobowy, zasady powoływania oraz opis zakresu uprawnień władz jednostki dominującej

Skład osobowy i zmiany, które w nim zaszły w roku obrotowym 2011 oraz opis działania organów zarządzających i nadzorujących Spółki oraz ich komitetów, jak również opis zasad dotyczących powoływania i odwoływania ww. osób oraz ich uprawnień, w szczególności prawo do podjęcia decyzji o emisji lub wykupie akcji znajduje się w rozdziale 7 pn. „Oświadczenie o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego”.

5.2. Zasady wynagradzania

Do dnia 29 czerwca 2011 r. Członkowie Zarządu Spółki byli wynagradzani zgodnie z postanowieniami ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagrodzeniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi. Zgodnie z art. 8 pkt 3 ww. ustawy maksymalna wysokość wynagrodzenia miesięcznego dla osób zatrudnionych w jednoosobowych spółkach prawa handlowego utworzonych przez Skarb Państwa nie mogła przekroczyć sześciokrotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

W dniu 26 listopada 2010 r. uchwalono ustawę o zmianie niektórych ustaw związanych z realizacją ustawy budżetowej, która to ustawa zmieniła m.in. ustawę z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi. Dokonana zmiana polegała na dodaniu po art. 29a art. 29b w brzmieniu:

„1. W 2011 r. przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, o którym mowa w art. 8, ustala się w wysokości przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale 2009 r.



2. W 2011 r. indywidualne wynagrodzenie miesięczne osób wymienionych w art. 2 przysługuje w wysokości ustalonej w 2010 r.”

Ustawa zmieniająca, o której mowa powyżej weszła w życie z dniem 1 stycznia 2011 r. W związku z powyższą zmianą w roku 2011 podstawę wynagrodzenia Członków Zarządu Spółki stanowiło miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale 2009 r.

Ponadto Członkom Zarządu mogła być przyznana nagroda roczna na umotywowany wniosek Rady Nadzorczej w wysokości nie przekraczającej 3-krotności przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego pracownika w roku poprzedzającym przyznanie nagrody.

Członków Zarządu pozostających w stosunku pracy obejmowały również postanowienia Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy (ZUZP), za wyjątkiem zasad wynagradzania.

Członkom Zarządu, poza wynagrodzeniem zasadniczym oraz nagrodą roczną, w razie odwołania lub rozwiązania stosunku pracy przysługiwała odprawa w wysokości 3-krotności wynagrodzenia miesięcznego.

Pomiędzy Członkami Zarządu a Spółką były zawarte umowy o zakazie konkurencji. Poprzez zawarcie umowy Pracodawca zobowiązywał się, na czas powstrzymywania się pracownika od prowadzenia działalności konkurencyjnej wobec Spółki, do wypłacania przez okres 6 miesięcy comiesięcznego odszkodowania w wysokości równej wartości wynagrodzenia miesięcznego, otrzymanego za ostatni pełny miesiąc obowiązywania umowy o pracę.

ENEA S.A. nie zawarła z osobami zarządzającymi żadnych umów, przewidujących rekompensatę w przypadku ich rezygnacji lub zwolnienia z zajmowanego stanowiska bez ważnej przyczyny lub gdy ich odwołanie lub zwolnienie następuje z powodu połączenia emitenta przez przejęcie.

W drugiej połowie roku 2011 na mocy Uchwały Rady Nadzorczej nr 42/VII/2011 z dnia 31 maja 2011 r. wprowadzone zostały zmiany w sposobie wynagradzania Członków Zarządu Spółki. W efekcie wprowadzonych zmian w dniu 28 czerwca 2011 r. wszyscy członkowie Zarządu ENEA S.A. zawarli ze Spółką umowy o świadczenie usług w zakresie zarządzania, o których mowa w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagrodzeniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi. Wysokość wynagrodzenia członków Zarządu Spółki, z którymi jest zawarta umowa o zarządzanie, o której mowa powyżej została określona przez Radę Nadzorczą. Osoby zarządzające na własny koszt ubezpieczyli się od odpowiedzialności cywilnej mogącej powstać z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy zarządzania.

Wynagrodzenie Członków Rady Nadzorczej ustalone jest na podstawie oświadczenia Ministra Skarbu Państwa z dnia 20 czerwca 2000 r. w sprawie ustalenia wynagrodzenia członków Rad Nadzorczych w jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa i ustalone jest w wysokości jednego przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. W związku z art. 14 Ustawy z dnia 26 listopada 2010 r. o zmianie niektórych ustaw związanych z realizacją ustawy budżetowej znowelizowano zapisy ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi i dodano art. 29 b. stanowiący, że w roku 2011 przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku ustala się w wysokości przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku 2009, tj. 3.454,58 zł.

Zasady wynagradzania pozostałych Pracowników Spółki są zawarte w Zakładowym Układzie Zbiorowym Pracy dla Pracowników ENEA S.A. oraz spółek zależnych. Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawiera postanowienia odnośnie wynagradzania oraz dodatków i świadczeń związanych z pracą, przewidując rozbudowany katalog rozmaitych świadczeń wykraczający poza poziom wynikający z powszechnie obowiązujących przepisów prawa pracy.



5.3. Wysokość wynagrodzeń

Wynagrodzenie osób wchodzących w skład Zarządu ENEA S.A w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 29 czerwca 2011 r. przedstawia poniższa tabela:

Nazwisko i imię	Funkcja	Współczynnik *	Świadczenia podstawowe **	Świadczenia dodatkowe ***	Taryfa energet. (wynikająca z ZUZP)	Ogółem
Owczarek Maciej	Prezes Zarządu	6	197 231,09	26 808,24	459,22	224 498,55
Rozpędek Hubert	Członek Zarządu	5,9	131 997,82	17 820,00	-	149 817,82
Górniak Maksymilian	Członek Zarządu	5,9	143 644,66	11 306,62	-	154 951,28
Zborowski Krzysztof	Członek Zarządu	3,9	87 252,76	4 752,00	-	92 004,76
RAZEM	-	-	560 126,33	60 686,86	459,22	621 272,41

* Współczynnik – określany jest jako wielokrotność przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Wysokość współczynnika wynika z Ustawy o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi.

** Świadczenia podstawowe czyli:

- wynagrodzenie miesięczne,
- nagroda roczna,
- odprawa z tytułu odwołania z funkcji Członka Zarządu
- nagroda jubileuszowa,
- ekwiwalent za niewykorzystany urlop.

*** Świadczenia dodatkowe – rozumie się przez to:

- zwrot częściowych kosztów użytkowania udostępnionego lokalu mieszkalnego,
- składki odprowadzane na Pracowniczy Program Emerytalny.

Wynagrodzenie osób wchodzących w skład Zarządu ENEA S.A. w okresie od 29 czerwca 2011 r. do 31 grudnia 2011 r., z którymi Spółka zawarła umowę o świadczenie usług w zakresie zarządzania przedstawia poniższa tabela:

Nazwisko i imię	Funkcja	Wynagrodzenie (brutto z VAT, bez potrąceń na pdof)
Owczarek Maciej	Prezes Zarządu	160 478,70
Rozpędek Hubert	Członek Zarządu	160 478,70
Górniak Maksymilian*	Członek Zarządu	138 309,18
Zborowski Krzysztof	Członek Zarządu	160 478,70
RAZEM	-	619 745,28

* Pan Maksymilian Górniak pełnił funkcję członka Zarządu ENEA S.A. do dnia 5 grudnia 2011 r.



Wysokość wynagrodzeń osób wchodzących w skład Zarządu ENEA S.A. w 2011 r. z tytułu pełnienia funkcji we władzach jednostek podporządkowanych przedstawia poniższa tabela:

Nazwisko i imię	Wysokość wynagrodzenia z tytułu pełnienia funkcji w radach nadzorczych spółek zależnych ENEA
Owczarek Maciej	27 400,00
Rozpędek Hubert	29 787,98
Górniak Maksymilian*	40 497,18

* Pan Maksymilian Górniak pełnił funkcję członka Zarządu ENEA S.A. do dnia 5 grudnia 2011 r.

Wynagrodzenie Członków Zarządu ENEA S.A. w 2011 r. z tytułu pełnienia funkcji w spółce zależnej ENEA przedstawia poniższa tabela:

Nazwisko i imię	Funkcja	Wysokość wynagrodzenia z tytułu pełnienia funkcji w spółce zależnej ENEA
Zborowski Krzysztof	Prezes Zarządu	502 356,63
Owczarek Maciej	Członek Zarządu	297 644,72
Rozpędek Hubert	Członek Zarządu	272 090,30
Górniak Maksymilian*	Członek Zarządu	324 000,00

* Pan Maksymilian Górniak pełnił funkcję członka Zarządu ENEA S.A. do dnia 5 grudnia 2011 r.

Wynagrodzenie osób wchodzących w skład Rady Nadzorczej ENEA S.A w roku obrotowym 2011 przedstawia poniższa tabela:

LP.	NAZWISKO I IMIĘ	2011
1	Dachowski Tadeusz	43 257,60
2	Pluciński Mieczysław	43 257,60
3	Chmielewski Wojciech	43 257,60
4	Wood Graham	43 257,60
5	Balcerowski Paweł***	25 349,88
6	Kowalewski Michał	43 257,60



7	Aniołek Małgorzata	43 257,60
8	Nowicki Bartosz*	21 508,64
9	Mordasewicz Jeremi	43 257,60
10	Lisiewicz Paweł	43 257,60
11	Mańkowska Agnieszka**	21 869,12

* Pan Bartosz Nowicki pełnił funkcję członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. do dnia 29 czerwca 2011 r.

** Pani Agnieszka Mańkowska pełnił funkcję członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. od dnia 29 czerwca 2011 r.

***Pan Paweł Balcerowski pełnił funkcję członka Rady Nadzorczej ENEA S.A. do dnia 1 sierpnia 2011 r.

Osoby wchodzące w skład Rady Nadzorczej ENEA S.A w roku obrotowym 2011 pobierały wynagrodzenia z tytułu zasiadania w Radzie Nadzorczej. W dniu 29 czerwca 2011 r. dokonano zmiany w składzie Rady Nadzorczej – w miejsce odwołanego Pana Bartosza Nowickiego powołano Panią Agnieszkę Mańkowską. Ponadto od dnia 1 sierpnia 2011 r. w skutek śmierci Pana Pawła Balcerowskiego skład Rady Nadzorczej zmniejszył się do dziewięciu osób.

5.4. Wykaz akcji i udziałów podmiotów z Grupy Kapitałowej ENEA w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba posiadanych akcji ENEA S.A. na dzień 31 grudnia 2011 r. [szt.]	Wartość nominalna posiadanych akcji ENEA S.A. na dzień 31 grudnia 2011 r. [zł]
Tadeusz Dachowski	Członek Rady Nadzorczej	4 440	4 440
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej	4 140	4 140
Maksymilian Górniak	Członek Zarządu ds. Handlowych	*	*

* Pan Maksymilian Górniak pełnił funkcję członka Zarządu ENEA S.A. do dnia 5 grudnia 2011 r. Na dzień publikacji raportu okresowego za III kwartał 2011 r., tj. 15 listopada 2011 r. był w posiadaniu 3.740 akcji Spółki o łącznej wartości nominalnej 3.740 zł

Na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania powyższy stan posiadania osób zarządzających i nadzorujących pozostaje wg wiedzy Spółki bez zmian.

Na dzień 31 grudnia 2011 r. oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania pozostałe osoby zarządzające oraz nadzorujące nie posiadają akcji ENEA S.A.

Na dzień 31 grudnia 2011 r. oraz na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadają akcji lub udziałów w podmiotach zależnych ENEA S.A.



6. STRUKTURA KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO ORAZ AKCJONARIATU JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ

6.1. Struktura kapitału zakładowego

W związku z przeprowadzeniem oferty publicznej akcji serii C, w dniu 13 stycznia 2009 r. Sąd Rejonowy Poznań – Nowe Miasto i Wilda w Poznaniu, VIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego na posiedzeniu niejawnym zarejestrował podwyższenie kapitału zakładowego Emitenta z kwoty 337.626.428 zł do kwoty 441.442.578 zł, w drodze emisji 103.816.150 akcji zwykłych na okaziciela serii C.

Po rejestracji podwyższenia wysokość kapitału zakładowego Emitenta wynosi 441.442.578 zł. Ogólna liczba głosów wynikających ze wszystkich wyemitowanych akcji Emitenta wynosi 441.442.578.

Na dzień 31 grudnia 2011 r. struktura kapitału zakładowego po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Emitenta przedstawia się następująco:

- 295.987.473 akcje zwykłe na okaziciela serii „A”, 67,05%
- 33.538.016 akcji zwykłych imiennych serii „B”, 7,59%
- 8.100.939 akcji zwykłych na okaziciela serii „B”, 1,84%
- 103.816.150 akcji zwykłych na okaziciela serii „C”, 23,52%

W dniu 16 lutego 2012 r. wygasły ustawowe ograniczenia zbywalności oraz była możliwa ich zamiana na akcje na okaziciela. W wyniku tego dokonana została konwersja 30.981.380 akcji serii B z akcji imiennych na akcje na okaziciela na podstawie § 6 ust. 3 Statutu Spółki. Na mocy Uchwały Zarządu Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW) z dnia 27 lutego 2012 r. Zarząd GPW postanowił wprowadzić z dniem 5 marca 2012 r. do obrotu giełdowego na rynku podstawowym 30.981.380 akcji zwykłych na okaziciela serii B Spółki o wartości nominalnej 1 zł każda. Ponadto na mocy uchwały Zarządu Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych S.A. (KDPW) z dnia 29 lutego 2012 r. Zarząd KDPW postanowił dokonać w dniu 5 marca 2012 r. asymilacji 30.981.380 akcji Spółki oznaczonych kodem PLENEA000070 z 407.904.562 akcjami Spółki oznaczonymi kodem PLENEA000013. Akcje objęte asymilacją otrzymują kod PLENEA000013.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania struktura kapitału zakładowego po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Emitenta przedstawia się następująco:

- 295.987.473 akcje zwykłe na okaziciela serii „A”, 67,05%
- 2.424.300 akcji zwykłych imiennych serii „B”, 0,55%
- 39.214.655 akcji zwykłych na okaziciela serii „B”, 8,88%
- 103.816.150 akcji zwykłych na okaziciela serii „C”, 23,52%

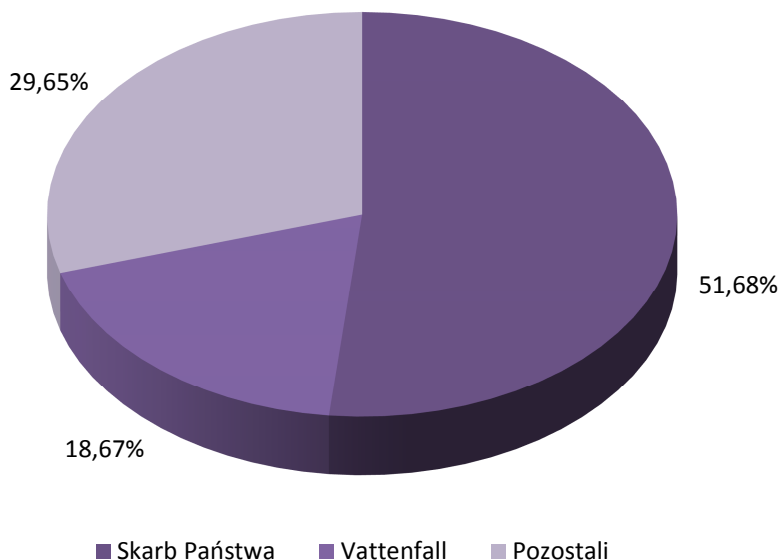
6.2. Struktura akcjonariatu

Na dzień 31 grudnia 2011 r. struktura akcjonariuszy posiadających ponad 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A. przedstawiał się następująco:

Akcjonariusz	Liczba akcji	Udział w kapitale zakładowym	Liczba głosów na walnym zgromadzeniu	Udział w głosach na walnym zgromadzeniu
Skarb Państwa	228 138 189	51,68%	228 138 189	51,68%
Vattenfall AB	82 395 573	18,67%	82 395 573	18,67%



Pozostali	130 908 816	29,65%	130 908 816	29,65%
Razem	441 442 578	100,00%	441 442 578	100,00%



W okresie od dnia zakończenia okresu sprawozdawczego, tj. 31 grudnia 2011 r. do dnia zatwierdzenia raportu rocznego, nastąpiła niewielka zmiana stanu posiadania głównego Akcjonariusza Spółki, tj. Skarbu Państwa. Rozbieżność liczby akcji posiadanych przez Skarb Państwa związana jest ze specyfiką procesu nieodpłatnego nabywania od Skarbu Państw akcji pracowniczych przez uprawnionych pracowników i ich spadkobierców.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania, tj. na dzień 10 kwietnia 2012 r. struktura akcjonariuszy posiadających ponad 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A. przedstawiała się następująco:

Akcjonariusz	Liczba akcji	Udział w kapitale zakładowym	Liczba głosów na walnym zgromadzeniu	Udział w głosach na walnym zgromadzeniu
Skarb Państwa	227 818 935	51,61%	227 818 935	51,61%
Vattenfall AB	82 395 573	18,67%	82 395 573	18,67%
Pozostali	131 228 070	29,72%	131 228 070	29,72%
RAZEM	441 442 578	100,00%	441 442 578	100,00%

W tym miejscu Spółka przypomina, że w dniu 15 lutego 2010 r. Skarb Państwa dokonał pierwszej transakcji zbycia akcji Spółki na zasadach ogólnych, czego konsekwencją było uzyskanie przez osoby uprawnione prawa do nieodpłatnego nabycia akcji serii B. Trwający obecnie proces nieodpłatnego udostępniania ww. akcji zostanie zakończony w dniu 16 maja 2012 r. (z zastrzeżeniem, że w pewnych szczególnych przypadkach



spadkobierca może podpisać umowę nieodpłatnego nabycia akcji po wskazanej dacie – więcej informacji nt. temat znajduje się na stronie www.enea.pl w zakładce „Akcje pracownicze”).

Z uwagi na upływający w dniu 15 lutego 2012 r. termin ograniczenia zbywalności akcji, Zarząd Spółki podjął niezbędne kroki mające na celu umożliwienie obrotu wskazanymi akcjami na GPW. Dematerializacji i wprowadzeniu do obrotu podlegać będą wszystkie akcje nieodpłatnie nabyte od Skarbu Państwa do dnia 15 lutego 2012 r. włącznie. W związku z powyższym, na wniosek ENEA S.A., w dniu 20 lutego 2012 r. Zarząd GPW dopuścił do obrotu giełdowego 30.981.380 akcji pracowniczych. Zgodnie z uchwałą Zarządu Giełdy Papierów Wartościowych z dnia 27 lutego 2012 r. akcje pracownicze zostały wprowadzone do obrotu giełdowego na rynku podstawowym z dniem 5 marca 2012 r.

Akcje należące do osób uprawnionych, które zgłoszą się w celu podpisania umowy nieodpłatnego nabycia akcji od Skarbu Państwa po tym dniu, zostaną wprowadzone do obrotu na GPW w terminie późniejszym.

6.3. Potencjalne zmiany w strukturze akcjonariatu

Spółce nie są znane umowy, w wyniku których w przyszłości mogłyby nastąpić zmiany w proporcjach akcji posiadanych przez dotychczasowych akcjonariuszy.

Niemniej jednak Spółka zwraca uwagę, iż zgodnie z programem prywatyzacyjnym, Ministerstwo Skarbu Państwa (MSP) docelowo zamierza zbyć cały posiadany pakiet akcji w spółce ENEA S.A.

Zgodnie z dokumentem pn. „Plan Prywatyzacji na lata 2008-2011” przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 22 kwietnia 2008 r., ENEA S.A. została wskazana jako jedna z grup energetycznych, która zostanie poddana procesom prywatyzacyjnym w latach 2008-2011. Pierwszym etapem ww. procesu była sprzedaż w roku 2008 pakietu nowowyemitowanych akcji Spółki w drodze pierwszej oferty publicznej.

Zgodnie z zapowiedziami z listopada 2009 r. Ministerstwo Skarbu Państwa (MSP) przeprowadziło w lutym 2010 r. kolejny etap rozpoczętej w 2008 r. prywatyzacji Spółki ENEA S.A. W planie prywatyzacji Spółki MSP było zbycie akcji ENEA S.A. Spółki w dwóch etapach – w ramach transakcji dokonanych poprzez rynki publiczne (I-etap/luty 2010 r.), a następnie zbycie ponad 50% akcji Spółki inwestorowi branżowemu (II etap/połowa 2010 r.). Głównym celem I-etapu było zwiększenie liczby akcji Spółki w wolnym obrocie – tj. zwiększenie free-float Spółki (czyli liczby akcji znajdujących się w posiadaniu akcjonariuszy, których udział nie przekracza 5% w kapitale Spółki).

W dniu 10 lutego 2010 r. MSP dokonało sprzedaży 70.851.533 akcji spółki ENEA S.A. stanowiących 16,05% kapitału zakładowego Spółki. Sprzedaż została przeprowadzona za pośrednictwem Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. Była to druga największa transakcja w formule „fully-marketed offer” w historii GPW i największa w ostatnich trzech latach. Akcje Spółki zostały zaoferowane wyłącznie krajowym i zagranicznym inwestorom instytucjonalnym. Cena sprzedaży oferowanych akcji została ustalona na 16,00 zł za akcję. Łączna wartość dokonanej oferty wyniosła 1,134 mld zł.

W wyniku przeprowadzonej subskrypcji 80% oferty zostało objęte przez krajowych inwestorów instytucjonalnych, w tym do funduszy emerytalnych trafiło około 60% oferty. W wyniku przeprowadzonej transakcji udział MSP w kapitale zakładowym Spółki spadł z 76,48% do 60,43%. Udział drugiego największego akcjonariusza spółki Vattenfall AB pozostał nie zmieniony i wyniósł 18,67%, zaś w wolnym obrocie, na tamten moment znajdowało się 20,90% akcji ENEA S.A.

W dniu 28 czerwca 2010 r. MSP ogłosiło zaproszenie do negocjacji w sprawie nabycia 225.135.940 akcji o wartości nominalnej 1 zł. każda, należących do Skarbu Państwa, stanowiących 51% kapitału zakładowego spółki. Wieloetapowe negocjacje w tym przedmiocie (o czym więcej m.in. w Sprawozdaniu Zarządu ENEA S.A. z działalności w 2010 r.) prowadzone były do dnia 1 kwietnia 2011 r., kiedy Minister Skarbu Państwa podjął decyzję o zamknięciu procesu sprzedaży 51% akcji ENEA S.A. bez rozstrzygnięcia. Pierwotnie, termin na składanie odpowiedzi na publiczne zaproszenie do negocjacji przez potencjalnych inwestorów został ustalony na 28 lipca 2010 r. Jednakże w dniu 23 lipca 2010 r. powyższy termin został wydłużony przez MSP do dnia 13 sierpnia 2010 r. Kolejnym etapem sprzedaży akcji ENEA S.A., było podjęcie negocjacji z wybranymi inwestorami, którzy do 13-go sierpnia 2010 r. złożyli oferty wstępne na nabycie 51% akcji Spółki. Po otrzymaniu wstępnych ofert, Minister Skarbu Państwa do kolejnego etapu prywatyzacji dopuścił 5 potencjalnych inwestorów. W dniu 28 października MSP podjęło decyzję o wyznaczeniu dla spółek Kulczyk Holding S.A. (jako gwaranta) oraz Elektron Sp. z o.o. (jako kupującego) terminu do wyłącznych negocjacji do 3 listopada 2010 r. W przypadku



bezsukutecznego upływu terminu wyłączności Minister SP zastrzegł sobie możliwość negocjacji z kolejnym z podmiotów dopuszczonych do negocjacji.

W dniu 16 listopada 2010 r. MSP przekazało komunikat, w którym poinformowało iż w związku z upływem okresu wyłączności w negocjacjach udzielonego Kulczyk Holding S.A. oraz Elektron Sp. z o.o. w toczącym się procesie sprzedaży 225.135.940 akcji (51% w kapitale zakładowym) Spółki ENEA S.A. Ministerstwo Skarbu Państwa podjęło decyzję o ponownym podjęciu równoległych negocjacji z dopuszczonymi do negocjacji podmiotami.

Dnia 15 grudnia 2010 r. w związku z toczącym się procesem sprzedaży 225.135.940 akcji (51% w kapitale zakładowym) spółki ENEA S.A. Ministerstwo Skarbu Państwa podjęło decyzję o wyznaczeniu dla spółki Electricité de France S.A. terminu do wyłącznych negocjacji. Intencją MSP było zakończenie procesu prywatyzacji ENEA S.A. do końca I kwartału 2011 r.

W dniu 1 kwietnia 2011 r. Minister Skarbu Państwa podjął decyzję o zamknięciu procesu sprzedaży 51% akcji ENEA S.A. bez rozstrzygnięcia. Według komunikatu MSP przy sprzedaży 51% akcji ENEA S.A., zgodnie z wytycznymi Komisji Europejskiej, MSP kierowało się maksymalizacją ceny. Priorytetowo traktowane były również kwestie zachowania operacyjnej integralności ENEA S.A., utrzymania przejrzystej struktury właścicielskiej oraz rozwoju mocy wytwórczych w Elektrowni Kozienice co wpisuje się w politykę bezpieczeństwa energetycznego Polski. Jak podaje komunikat wszystkie złożone oferty zostały poddane dogłębnej analizie, a czas trwania transakcji został wydłużony ze względu na intensywne negocjacje dotyczące ww. priorytetów operacyjnych i inwestycyjnych. Pomimo złożonych ofert Minister Skarbu Państwa nie zdecydował się na ich przyjęcie, ponieważ nie spełniały one stawianych warunków. W procesie negocjacji, rozpoczętym 28 czerwca 2010 r., uczestniczyło kilku potencjalnych inwestorów. W pierwszej fazie negocjacji część ofert została odrzucona ze względu na poważne wątpliwości dotyczące zachowania integralności spółki, kontroli nad nią oraz bezpieczeństwa finansowania transakcji. W ostatnim etapie rozmowy z potencjalnym inwestorem nie zostały sfinalizowane ze względu na kwestię zobowiązań inwestycyjnych dotyczących Elektrowni Kozienice.

W ww. komunikacie MSP podaje, że „Enea S.A. pozostaje spółką giełdową, realizującą własny program inwestycyjny, w tym budowę nowych mocy wytwórczych w Elektrowni Kozienice. Minister Skarbu Państwa jako główny akcjonariusz będzie oczekiwał przyspieszenia realizacji tego programu inwestycyjnego. MSP planuje otwarcie na nowo procesu prywatyzacji spółki w momencie, kiedy ta inwestycja stanie się integralną i niepodważalną częścią funkcjonowania przedsiębiorstwa Enea S.A.”

W tym miejscu ENEA S.A. zwraca uwagę, że w dniu 27 marca 2012 r. Rada Ministrów przyjęła przygotowany przez Ministerstwo Skarbu Państwa dokument o nazwie „Plan prywatyzacji na lata 2012 2013 (zwany dalej Planem Prywatyzacji)”, który prezentuje główne założenia polityki prywatyzacyjnej i wykaz podmiotów z udziałem Skarbu Państwa, które zostały wyselekcjonowane do objęcia procesami przekształceń własnościowych. W myśl Planu Prywatyzacji procesy prywatyzacyjne uwzględniać będą potrzeby spółek związane z projektami inwestycyjnymi poszczególnych podmiotów. Realizowane będą zgodnie z postanowieniami dokumentów rządowych: „Programem dla elektroenergetyki” oraz „Polityką energetyczną Polski do 2030 roku”. Plan Prywatyzacji przewiduje zarówno prywatyzację jednoosobowych spółek Skarbu Państwa, jak również przeniesienie własności pakietów akcji pozostałych spółek z tej branży z częściowym, w tym resztówkowym udziałem Skarbu Państwa. Przekształcenia własnościowe obejmą m.in. spółki: Energa S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin S.A. czy Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. oraz ENEA S.A. W ramach planowanych projektów preferowana będzie prywatyzacja przez GPW.

6.4. Akcje własne

Na dzień 31 grudnia 2011 r., w okresie sprawozdawczym jak również na dzień zatwierdzenia niniejszego raportu Spółka nie posiadała ani nie posiada akcji własnych.

Rozliczenie sprzedaży wszystkich posiadanych uprzednio akcji własnych nabytych w związku z działaniami stabilizującymi kurs praw do akcji serii C Spółki zgodnie z zasadami przedstawionymi w prospekcie emisyjnym opublikowanym w dniu 23 października 2008 r. nastąpiło w dniu 11 sierpnia 2009 r.



6.5. Informacje o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

W związku z komercjalizacją oraz planowaną prywatyzacją Spółki dotychczasowym pracownikom ENEA przysługuje uprawnienie do nieodpłatnego nabycia od Skarbu Państwa do 15% Akcji. W przypadku wniesienia Akcji należących do Skarbu Państwa do innej jednoosobowej spółki Skarbu Państwa pracownicy uzyskują prawo do otrzymania ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia Akcji w postaci wynagrodzenia należnego z tytułu umorzenia Akcji wypłaconego przez Spółkę. Szczegółowe zasady nieodpłatnego nabywania akcji przez pracowników reguluje Ustawa o Komerccjalizacji i Prywatyzacji. Uprawnienia powyższe przyznawane są pracownikom według dwóch kryteriów, tj. z uwagi na kryterium zatrudnienia w komercjalizowanym przedsiębiorstwie w dniu jego wykreślenia z rejestru i kryterium stażu pracy w komercjalizowanym przedsiębiorstwie.

Poza Ustawą o Komerccjalizacji i Prywatyzacji uprawnienia pracowników do nieodpłatnego nabywania akcji w ramach procesu konsolidacji reguluje Ustawa o Zasadach Nabywania Akcji od Skarbu Państwa w Procesie Konsolidacji Sektora Energetycznego. W przypadku procesu konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego pracownicy spełniający warunki wskazane w Ustawie o Zasadach Nabywania Akcji od Skarbu Państwa w Procesie Konsolidacji Sektora Energetycznego nabywają uprawnienie do ekwiwalentu bądź nieodpłatnego nabycia akcji spółki konsolidowanej lub konsolidującej. W wyniku konsolidacji Elektrowni Kozienice polegającej na wniesieniu 100% akcji Elektrowni Kozienice na kapitał zakładowy ENEA obecni i byli pracownicy Elektrowni Kozienice uzyskali uprawnienie do otrzymania ekwiwalentu lub nieodpłatnego nabycia Akcji. Z uprawnienia do otrzymania ekwiwalentu skorzystało 2.169 osób, a z uprawnienia do nieodpłatnego nabycia Akcji skorzystało 1.388 osób. Ekwiwalent prawa do nieodpłatnego nabycia Akcji stanowi wynagrodzenie należne z tytułu umorzenia Akcji. W dniu 1 sierpnia 2008 r. Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę o umorzeniu 10.594.129 Akcji należących do Skarbu Państwa za łącznym wynagrodzeniem wynoszącym 291.127 tys. zł.

W efekcie dokonanej w dniu 16 lutego 2012 r. konwersji akcji serii B ENEA S.A. Zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. uchwałą z dnia 27 lutego 2012 r. Postanowił wprowadzić z dniem 5 marca 2012 r. 30.981.380 akcji pracowniczych do obrotu giełdowego na rynku podstawowym.

7. OŚWIADCZENIE O STOSOWANIU ZASAD ŁADU KORPORACYJNEGO

7.1. Określenie stosowanego zbioru zasad

Zarząd ENEA S.A. oświadcza, iż Spółka stosuje zasady ładu korporacyjnego, które stanowią Załącznik do Uchwały Rady Giełdy Nr 20/1287/2011 Rady Giełdy z dnia 19 października 2011 r. „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW” (Dobre Praktyki, Zasady Ładu Korporacyjnego) i zostały opublikowane na stronie internetowej Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie (<http://corp-gov.gpw.pl>). Powyżej wskazany zbiór Zasad Ładu Korporacyjnego zawiera część pt. „Rekomendacje dotyczące dobrych praktyk spółek giełdowych” opisującą te zasady dobrych praktyk, na których stosowanie Emitent może się dobrowolnie zdecydować.

7.2. Zasady, od stosowania których odstąpiono

Zarząd ENEA S.A. oświadcza, że stan faktyczny istniejący w Spółce w dniu sporządzenia niniejszego raportu powoduje niestosowanie następującej zasady Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW:

Zasada nr 6 części III Dobrych Praktyk:

„Przynajmniej dwóch członków rady nadzorczej powinno spełniać kryteria niezależności od spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu ze spółką. W zakresie kryteriów niezależności członków rady nadzorczej powinien być stosowany Załącznik II do Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 r. dotyczącego roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej). Niezależnie od postanowień pkt b wyżej wymienionego Załącznika osoba będąca pracownikiem spółki, podmiotu zależnego lub podmiotu stowarzyszonego nie może być uznana za spełniającą kryteria niezależności, o których mowa w tym Załączniku. Ponadto za powiązanie z akcjonariuszem wykluczające przymiot niezależności członka rady nadzorczej w rozumieniu niniejszej zasady rozumie się rzeczywiste i istotne



powiązanie z akcjonariuszem mającym prawo do wykonywania 5% i więcej ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu.”

Intencją Zarządu Spółki było stosowanie wszystkich zasad ładu korporacyjnego i w związku z powyższym rekomendował Akcjonariuszom powołanie dwóch niezależnych członków Rady Nadzorczej. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki z dnia 25 lutego 2009 r., w którego porządku obrad znajdował się m.in. punkt dotyczący powołania nowych członków Rady Nadzorczej, powołało do jej składu jedynie jednego członka Rady Nadzorczej spełniającego kryteria niezależności wskazane w treści ww. zasady ładu korporacyjnego i w chwili obecnej jedynie jeden członek spośród członków Rady Nadzorczej spełnia kryteria niezależności.

Ewentualne przywrócenie stosowania zasady części III pkt 6 Dobrych Praktyk uzależnione jest od podjęcia decyzji przez Akcjonariuszy działających jako Walne Zgromadzenie Spółki.

Zamiarem Zarządu jest, aby Spółka stosowała w przyszłości wszystkie z zasad zawartych w Dobrych Praktykach. Zwracamy jednak uwagę, że ostateczna decyzja, co do przestrzegania poszczególnych zasad Dobrych Praktyk będzie należała do naszych akcjonariuszy, w szczególności w zakresie funkcjonowania w ramach Rady Nadzorczej, komitetu audytu oraz wyboru określonej liczby członków Rady Nadzorczej spełniających kryteria niezależności od Spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu ze Spółką. Nasz Statut nie obliguje akcjonariuszy do wyboru co najmniej dwóch niezależnych członków Rady Nadzorczej, tak jak tego wymagają Dobre Praktyki. Zgodnie z postanowieniami Statutu Spółki, począwszy od upływu jednego miesiąca od dnia pierwszego notowania Akcji na rynku regulowanym, co najmniej jeden członek Rady Nadzorczej spośród powołanych przez Walne Zgromadzenie powinien: (i) spełniać warunki niezależności; (ii) zostać wybrany przez Walne Zgromadzenie w odrębnym głosowaniu; oraz (iii) nie być pracownikiem Spółki lub jej jednostek zależnych lub stowarzyszonych.

Jednocześnie, Spółka zwraca uwagę, iż w 2011 r. nie stosowała się do wybranych rekomendacji dotyczących dobrych praktyk spółek giełdowych zawartych w części I Zasad Ładu Korporacyjnego.

W odniesieniu do zaleceń zawartych w punkcie 1 ww. rekomendacji, w ramach których Spółka powinna prowadzić przejrzystą i efektywną politykę informacyjną, zarówno z wykorzystaniem tradycyjnych metod, jak i z użyciem nowoczesnych technologii oraz najnowszych narzędzi komunikacji zapewniających szybkość, bezpieczeństwo oraz efektywny dostęp do informacji Spółka informuje, iż w 2011 r. nie przeprowadzała transmisji obrad walnych zgromadzeń z wykorzystaniem sieci Internet oraz nie rejestrowała przebiegu obrad walnych zgromadzeń jak i nie upubliczniła ich na swojej stronie internetowej. Niestosowanie się Emitenta do wskazanego powyżej elementu rekomendacji wynikało z problemów natury technicznej oraz niedoskonałości infrastruktury informatycznej niezbędnej do przeprowadzania transmisji on-line walnych zgromadzeń.

Jednakże, Emitent zapewnia iż dokłada najwyższej staranności, aby polityka informacyjna ENEA S.A. realizowana była rzetelnie, terminowo oraz przejrzysto. W realizacji powyższego Spółka korzysta z tradycyjnych form komunikacji z akcjonariuszami oraz analitykami (raporty bieżące i okresowe oraz raporty w sprawie ładu korporacyjnego) jak również wykorzystuje stronę internetową z wyodrębnioną sekcją poświęconą relacjom inwestorskim. Na uwagę w tym miejscu zasługuje fakt, iż strona internetowa ENEA S.A. została wyróżniona w I etapie konkursu na najlepszą witrynę spółki giełdowej w 2010 r. (Złota Strona Emitenta) organizowanego przez Stowarzyszenie Emitentów Giełdowych.

Dodatkowo wskazujemy, iż informacje nt. odbywanych walnych zgromadzeń Emitent przekazuje w taki sposób, aby Akcjonariusze dysponowali wystarczającą ilością czasu na zapoznanie się z kwestiami będącymi przedmiotem obrad danego zgromadzenia. W odniesieniu do przebiegu walnego zgromadzenia Emitent zwraca uwagę, iż informacje nt. uchwał podjętych na danym walnym zgromadzeniu, odstąpienia od rozpatrzenia któregośkolwiek z punktów planowanego porządku obrad jak i sprzeciwów zgłoszonych do protokołów podczas obrad walnego zgromadzenia są przekazywane w trybie raportów bieżących zgodnie z przepisami § 38 rozporządzenia w sprawie informacji bieżących i okresowych [...].

Jednocześnie Emitent nie wyklucza, iż w przyszłości zastosuje się do pełnego wypełniania wyżej wskazanej rekomendacji.

W odniesieniu do rekomendacji zawartej w punkcie 9 rekomendacji Zasad Ładu Korporacyjnego poświęconej zapewnieniu zrównoważonego udziału kobiet i mężczyzn w wykonywaniu funkcji zarządu i nadzoru w spółkach publicznych Spółka wyjaśnia, iż na chwilę obecną zrównoważone proporcje udziału kobiet i mężczyzn w organach zarządzających i nadzorujących ENEA S.A. nie są zachowane. W okresie sprawozdawczym w skład



Rady Nadzorczej Spółki wchodziły: Pani Małgorzata Aniołek oraz Pani Agnieszka Mańkowska. W składzie Zarządu Spółki w 2011 r. nie było kobiet.

Jednocześnie Emitent informuje, iż wybór osób zarządzających i nadzorujących w Spółce dokonywany jest w oparciu o otrzymane od kandydatów dokumenty aplikacyjne. Wybór kandydatów na odpowiednie stanowiska poprzedzony jest dokładną analizą doświadczenia, kompetencji, umiejętności oraz merytorycznym przygotowaniem każdego z kandydatów. Powyższe są jedynymi kryteriami jakie rozpatrywane są w procedurze rekrutacyjnej na odpowiednie stanowiska w Zarządzie oraz Radzie Nadzorczej Spółki. W opinii Spółki przyjęte kryteria oceny kandydatów na stanowiska zarządzające i nadzorujące pozwalają dokonać wyboru kandydatów zapewniających kreatywność i innowacyjność oraz rozwój prowadzonej przez ENEA S.A. działalności.

7.3. Opis głównych cech stosowanych w przedsiębiorstwie emitenta systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem

Zarząd Spółki ENEA S.A. jest odpowiedzialny za system kontroli wewnętrznej w Spółce i jego skuteczność w procesie sporządzania sprawozdań finansowych i raportów okresowych. Zadaniem efektywnego systemu kontroli wewnętrznej w sprawozdawczości finansowej jest zapewnienie adekwatności i poprawności informacji finansowych zawartych w sprawozdaniach finansowych i raportach okresowych.

W procesie sporządzania sprawozdań finansowych ENEA S.A. i Grupy jednym z podstawowych elementów kontroli jest weryfikacja sprawozdania finansowego przez niezależnego audytora. Do zadań audytora należy w szczególności: przegląd półrocznego sprawozdania finansowego oraz badanie sprawozdania rocznego jednostkowego i skonsolidowanego. Wyboru niezależnego audytora dokonuje Rada Nadzorcza. Sprawozdania finansowe po zakończeniu badania przez audytora przesyłane są członkom Rady Nadzorczej Spółki, która dokonuje oceny sprawozdania finansowego jednostkowego i skonsolidowanego w zakresie ich zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym. Zgodnie z przepisami Ustawy o rachunkowości członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej są zobowiązani do zapewnienia, aby sprawozdanie finansowe oraz sprawozdanie z działalności spełniały wymagania przewidziane w tej ustawie.

Dane finansowe będące podstawą sprawozdań finansowych i raportów okresowych oraz stosowanej przez ENEA S.A. miesięcznej sprawozdawczości zarządczej i operacyjnej pochodzą z systemu finansowo-księgowego Spółki. Po wykonaniu wszystkich, z góry określonych procesów zamknięcia ksiąg na koniec każdego miesiąca sporządzane są szczegółowe finansowo-operacyjne raporty zarządcze. Raporty te sporządzane są przez Biuro Controllingu przy współudziale kierownictwa średniego i wyższego szczebla poszczególnych komórek organizacyjnych. W odniesieniu do zakończonych okresów sprawozdawczych szczegółowej analizie podlegają wyniki finansowe Spółki w porównaniu do założeń budżetowych, a zidentyfikowane odchylenia są odpowiednio wyjaśniane.

W Spółce dokonuje się corocznych przeglądów strategii i planów ekonomiczno-finansowych. W proces szczegółowego planowania i budżetowania, obejmujący wszystkie obszary funkcjonowania Spółki zaangażowane jest kierownictwo średniego i wyższego szczebla. Przygotowany przez Biuro Controllingu na kolejne trzy lata plan ekonomiczno - finansowy przyjmowany jest przez Zarząd Spółki i zatwierdzany przez Radę Nadzorczą. W trakcie roku Zarząd ENEA S.A. analizuje bieżące wyniki finansowe porównując je z przyjętym planem ekonomiczno-finansowym, prezentując wykonanie i odchylenia Radzie Nadzorczej. Wykorzystuje do tego stosowaną w Spółce sprawozdawczość zarządczą, która zbudowana jest w oparciu o przyjętą politykę rachunkowości Spółki (Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej) i uwzględnia format i szczegółowość danych finansowych prezentowanych w okresowych sprawozdaniach finansowych ENEA S.A. i Grupy.

Spółka stosuje spójne zasady księgowe prezentując dane finansowe w sprawozdaniach finansowych, okresowych raportach finansowych i innych raportach przekazywanych akcjonariuszom.

Spółka regularnie ocenia jakość systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem w odniesieniu do procesu sporządzania sprawozdań finansowych. Na podstawie przeprowadzonej oceny Zarząd ENEA S.A. stwierdza, że na dzień 31 grudnia 2011 r. nie istniały żadne niedociągnięcia, które mogłyby w istotny sposób wpłynąć na skuteczność kontroli wewnętrznej w zakresie raportowania finansowego.

Istotnym elementem systemu kontroli wewnętrznej jest funkcja audytu wewnętrznego. Do podstawowych zadań audytu wewnętrznego należy m.in. badanie i ocena procesów oraz mechanizmów kontrolnych w nich występujących, rekomendowanie usprawnień w zakresie systemu zarządzania ryzykiem oraz w zakresie ładu korporacyjnego, a także ich monitorowanie. Audyt wewnętrzny w ENEA S.A. jest niezależny i funkcjonalnie



podległy Komitetowi ds. Audytu działającemu w ramach Rady Nadzorczej. Dodatkowe informacje o Komitecie ds. Audytu znajdują się w punkcie 7.12 w części dotyczącej Rady Nadzorczej.

Grupa świadoma ryzyk związanych z prowadzoną działalnością podejmuje działania zmierzające do wdrożenia sformalizowanego zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem. Zakres prac obejmuje identyfikację kluczowych czynników ryzyk finansowych i rynkowych, dokonanie pomiaru tych ryzyk, przeprowadzenie procesu identyfikacji, oceny i pogłębionej analizy ryzyk biznesowych i operacyjnych oraz zaprojektowanie formalnych polityk i procedur regulujących proces zarządzania ryzykiem rynkowym (w tym ryzykiem towarowym, walutowym i stopy procentowej), ryzykiem kredytowym, utraty płynności oraz ryzykami biznesowymi i operacyjnymi.

7.4. Akcjonariusze posiadający znaczne pakiety akcji

Struktura akcjonariatu na dzień 31 grudnia 2011 r. była następująca:

Akcjonariusz	Liczba akcji	Udział w kapitale zakładowym	Liczba głosów na walnym zgromadzeniu	Udział w głosach na walnym zgromadzeniu
Skarb Państwa	228 138 189	51,68%	228 138 189	51,68%
Vattenfall AB	82 395 573	18,67%	82 395 573	18,67%
Pozostali	130 908 816	29,65%	130 908 816	29,65%
RAZEM	441 442 578	100,00%	441 442 578	100,00%

Struktura akcjonariatu na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania tj. na dzień 10 kwietnia 2012 r., z zastrzeżeniem ewentualnych nieistotnych odchyleń w udziale Skarbu Państwa związanego z procesem nieodpłatnego nabywania akcji pracowniczych (o czym szczegółowo powyżej) pozostaje bez zmian.

7.5. Posiadacze papierów wartościowych dających specjalne uprawnienia kontrolne

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania ENEA S.A. nie emitowała żadnych papierów wartościowych, które mogłyby dawać szczególne uprawnienia kontrolne wobec Emitenta.

7.6. Ograniczenia odnośnie do wykonywania prawa głosu

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania w Spółce nie występują żadne ograniczenia odnośnie do wykonywania prawa głosu, poza tymi, które wynikają z powszechnie obowiązujących przepisów prawa.

7.7. Ograniczenia dotyczące przenoszenia prawa własności papierów wartościowych

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania w Spółce nie występują inne, poza opisanymi poniżej, ograniczenia dotyczące przenoszenia prawa własności papierów wartościowych Emitenta.

W wyniku prowadzonej prywatyzacji Spółki, zgodnie z ustawą z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji, uprawnieni pracownicy nabyli nieodpłatnie akcje ENEA S.A. Możliwość dalszego zbycia nabytych nieodpłatnie akcji ENEA S.A. podlega określonym ograniczeniom czasowym. Zgodnie z art. 38 ust. 3 ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji, akcje nabyte nieodpłatnie przez pracowników/spadkobierców ENEA nie mogły być przedmiotem obrotu przed dniem 16 lutego 2012 r., tj. przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych, z tym że akcje nabyte przez pracowników pełniących funkcje członków zarządu ENEA - nie mogą być przedmiotem obrotu przed upływem trzech lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych, tj. przed dniem 16 lutego 2013 r. Ograniczenie zbywania



akcji pracowniczych nie ma zastosowania dla akcji ENEA S.A. nabytych przez uprawnionych pracowników Elektrowni Koźienice.

Poza wskazanymi powyżej, na dzień sporządzenia niniejszego raportu w Spółce nie występują inne ograniczenia dotyczące przenoszenia prawa własności papierów wartościowych Emitenta.

7.8. Zasady dotyczące powoływania i odwoływania osób zarządzających

W myśl § 12 ust. 1 Statutu Zarząd Spółki składa się z trzech do ośmiu osób, w tym Prezesa Zarządu. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje i odwołuje Rada Nadzorcza. Przy powoływaniu Członków Zarządu, Rada Nadzorcza stosuje się do zasad zawartych w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 r. w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka zarządu w niektórych spółkach handlowych. Zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy z dnia 30 Sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji jeżeli średnioroczne zatrudnienie w Spółce wynosi 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobą wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu. § 14 ust. 7 Statutu Spółki określa następujące zasady oraz tryb wyboru członka zarządu wybieranego przez pracowników:

1. Kandydatem może być osoba zgłoszona w trybie określonym w podpkt 2 i 3 poniżej.
2. Prawo zgłaszania kandydatów przysługuje każdej organizacji związkowej działającej w Spółce oraz grupom pracowników liczącym co najmniej 300 osób. Pracownik może udzielić poparcia tylko jednemu kandydatowi.
3. Kandydatów należy zgłaszać pisemnie do Głównej Komisji Wyborczej najpóźniej na 7 dni przed wyznaczonym terminem głosowania.
4. W przypadku niedokonania wyboru w pierwszej turze wyborów (aby doszło do wyboru Członka Zarządu w pierwszej turze wyborów, kandydat musi uzyskać bezwzględną większość głosów przy udziale w wyborach co najmniej 50% wszystkich pracowników), przystępuje się do drugiej tury wyborów, w której uczestniczy dwóch kandydatów, którzy w pierwszej turze uzyskali największą ilość głosów.
5. Druga tura wyborów przeprowadzana jest zgodnie z trybem ustalonym dla tury pierwszej z uwzględnieniem zmian wynikających z pkt 4.
6. Po ustaleniu ostatecznych wyników wyborów Główna Komisja Wyborcza (powołana przez Radę Nadzorczą) stwierdzi ich ważność, a następnie dokona stosownego ogłoszenia oraz przekaże dokumentację wyborów Radzie Nadzorczej.
7. Niezwłocznie po otrzymaniu dokumentacji wyborów Rada Nadzorcza powołuje Członka Zarządu wybranego przez pracowników.

Na pisemny wniosek co najmniej 15% ogółu pracowników Spółki Rada Nadzorcza zarządza głosowanie w sprawie odwołania Członka Zarządu wybranego przez pracowników Spółki. Wynik głosowania jest wiążący dla Rady Nadzorczej pod warunkiem udziału w nim co najmniej 50% wszystkich pracowników i uzyskania większości niezbędnej jak przy wyborze. Wniosek w sprawie odwołania członka Zarządu wybranego przez pracowników składa się do Zarządu Spółki, który niezwłocznie przekazuje go Radzie Nadzorczej (§ 16 Statutu).

7.9. Uprawnienia osób zarządzających

Zarząd ENEA S.A. prowadzi sprawy Spółki i reprezentuje Spółkę.

Zgodnie z § 11 ust. 2 Statutu, uchwały Zarządu wymagają wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Spółki, a w szczególności:

1. przyjęcie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki, z zastrzeżeniem zatwierdzenia go przez Radę Nadzorczą,
2. tworzenie i likwidacja oddziałów,
3. powołanie prokurenta i ustanowienie pełnomocnika, za wyjątkiem pełnomocnika procesowego, przy czym powołanie prokurenta wymaga zgody wszystkich członków Zarządu,
4. zaciąganie kredytów i pożyczek,
5. przyjęcie rocznych planów rzeczowo-finansowych, w tym planów inwestycyjnych, oraz strategicznych planów wieloletnich, z zastrzeżeniem zatwierdzenia ich przez Radę Nadzorczą,
6. zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji, poręczeń oraz wystawianie weksli,



7. nabycie, zbycie lub obciążenie nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości, na podstawie jednej albo wielu czynności prawnych w okresie 12 następujących po sobie miesięcy, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 50.000 EUR,
8. oddanie w leasing, dzierżawę, najem, użyczenie, użytkowanie lub oddanie do jakiegokolwiek innego używania nieruchomości Spółki,
9. wzięcie w leasing, dzierżawę, najem, użytkowanie lub przyjęcie do jakiegokolwiek innego używania nieruchomości, na podstawie jednej albo wielu czynności prawnych w okresie 12 następujących po sobie miesięcy, o wartości czynszu za okres 12 następujących po sobie miesięcy równej lub przekraczającej równowartość 50.000 EUR,
10. nabycie, zbycie lub obciążenie składnika aktywów trwałych, z wyjątkiem nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziałów w nieruchomości, na podstawie jednej albo więcej czynności prawnych w okresie 12 następujących po sobie miesięcy, o wartości równej lub przekraczającej równowartość 50.000 EUR,
11. oddanie w leasing, dzierżawę, najem, użyczenie, użytkowanie lub oddanie do jakiegokolwiek innego używania aktywów trwałych, z wyjątkiem nieruchomości,
12. wzięcie w leasing, dzierżawę, najem, użytkowanie lub do jakiegokolwiek innego używania składnika aktywów trwałych, z wyjątkiem nieruchomości, na podstawie jednej albo więcej czynności prawnych w okresie 12 miesięcy, o wartości czynszu za okres 12 następujących po sobie miesięcy równej lub przekraczającej równowartość 50.000 EUR,
13. sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej lub Walnego Zgromadzenia,
14. określenie sposobu wykonywania przez Spółkę prawa głosu na walnym zgromadzeniu lub na zgromadzeniu wspólników Istotnych Jednostek Zależnych, z zastrzeżeniem § 20 ust. 6 pkt 5 Statutu.

Poza wskazanymi powyżej, Statut Spółki nie zawiera zapisów przyznających osobom zarządzającym dodatkowych uprawnień, w tym uprawnień do podejmowania decyzji o emisji lub wykupie akcji.

7.10. Opis zasad zmiany statutu ENEA S.A.

Zmiana Statutu Spółki, zgodnie z przepisami Kodeksu spółek handlowych wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia Spółki oraz wpisu do rejestru.

Zgodnie z § 32 ust.2 Statutu Spółki uchwały dotyczące poniższych spraw mogą być podjęte, jeżeli na Walnym Zgromadzeniu reprezentowana jest co najmniej połowa kapitału zakładowego Spółki i wymaga większości czterech piątych głosów w sytuacji, kiedy Skarb Państwa przestanie posiadać w kapitale zakładowym powyżej 50%:

1. rozwiązanie Spółki,
2. przeniesienie siedziby Spółki za granicę,
3. zmiana przedmiotu przedsiębiorstwa Spółki ograniczająca możliwość prowadzenia przez Spółkę działalności w zakresie, o którym mowa w § 5 pkt 1-4 Statutu Spółki,
4. zbycie i wydzierżawienie przedsiębiorstwa Spółki lub jego zorganizowanej części, przedmiotem której jest działalność, o której mowa w § 5 pkt 1-4 Statutu Spółki, oraz ustanowienie na przedsiębiorstwie Spółki lub takiej jego zorganizowanej części ograniczonego prawa rzeczowego,
5. połączenie Spółki poprzez przeniesienie całego jej majątku na inną spółkę,
6. podział Spółki,
7. uprzywilejowanie akcji,
8. utworzenie spółki europejskiej, przekształcenie w taką spółkę lub przystąpienie do niej,
9. zmiana § 32 Statutu, określającego tryb podjęcia uchwał we wskazanych wyżej sprawach.

Poza wskazanymi powyżej, Statut Spółki nie zawiera zapisów odmiennych od przepisów Kodeksu spółek handlowych, regulujących zmianę Statutu.

7.11. Sposób działania i zasadnicze uprawnienia walnego zgromadzenia oraz opis praw akcjonariuszy i sposób ich wykonywania

Zgodnie z § 29 ust. 1 Statutu ENEA S.A., Zarząd Spółki zwołuje Walne Zgromadzenie w przypadkach określonych w przepisach prawa oraz postanowieniach Statutu, a także w razie złożenia pisemnego żądania akcjonariusza Skarbu Państwa.



Zgodnie z § 31 ust. 1 i 2 Statutu, Skarb Państwa, tak długo, jak pozostaje akcjonariuszem Spółki, niezależnie od udziału w kapitale zakładowym, może żądać stosownie do art. 400 § 1 Kodeksu spółek handlowych zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia, jak również umieszczenia określonych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Skarb Państwa składa takie żądanie na piśmie Zarządowi, najpóźniej na miesiąc przed proponowanym terminem Walnego Zgromadzenia. Jeżeli żądanie zostanie złożone po ogłoszeniu o zwołaniu Walnego Zgromadzenia, wówczas zostanie potraktowane jako wniosek o zwołanie kolejnego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia.

W przypadku, gdy Walne Zgromadzenie nie zostanie zwołane w terminie dwóch tygodni od daty złożenia żądania, akcjonariusz Skarb Państwa uzyskuje prawo do zwołania Walnego Zgromadzenia stosownie do art. 354 § 1 Kodeksu spółek handlowych

Odwołanie terminu odbycia Walnego Zgromadzenia, w którego porządku obrad na wniosek uprawnionych podmiotów umieszczono określone sprawy lub które zwołane zostało na wniosek uprawnionych podmiotów możliwe jest tylko za zgodą wnioskodawców. W innych przypadkach termin odbycia Walnego Zgromadzenia może być odwołany, jeżeli jego odbycie napotyka na nadzwyczajne przeszkody (siła wyższa) lub stanie się oczywiście bezprzedmiotowe. Odwołanie następuje w taki sam sposób, jak zwołanie, zapewniając przy tym jak najmniejsze ujemne skutki dla spółki i dla akcjonariuszy, w każdym razie nie później niż na trzy tygodnie przed pierwotnie planowanym terminem. Zmiana terminu odbycia Walnego Zgromadzenia następuje w tym samym trybie, co jego odwołanie, choćby proponowany porządek obrad nie ulegał zmianie.

Zgodnie z § 33 Statutu, do kompetencji Walnego Zgromadzenia, poza sprawami określonymi w bezwzględnie obowiązujących przepisach prawa, należą w szczególności:

1. powoływanie i odwoływanie członków Rady Nadzorczej, z zastrzeżeniem zapisów Statutu Spółki uprawniających akcjonariusza Skarb Państwa do powoływania i odwoływania jednego członka rady nadzorczej (stosownie do art. 354 § 1 Kodeksu spółek handlowych), w sytuacji, gdy Skarb Państwa przestanie być jedynym akcjonariuszem Spółki,
2. uchwalanie regulaminu Walnego Zgromadzenia określającego szczegółowe zasady prowadzenia obrad i podejmowania uchwał,
3. emisja obligacji zamiennych lub wymiennych oraz innych instrumentów uprawniających do nabycia albo objęcia akcji Spółki.

Nie wymagają zgody Walnego Zgromadzenia nabycie i zbycie nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziału w nieruchomości tj. czynności określone w art. 393 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych.

Zgodnie z § 36 Statutu, tak długo jak Skarb Państwa posiada ponad połowę ogólnej liczby akcji Spółki, zgody Walnego Zgromadzenia wymagają czynności, o których mowa w art. 18 ust. 2 (zawiazanie innej spółki, objęcie albo nabycie akcji innej spółki, zbycie nabytych lub objętych akcji innej spółki) ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji, z wyjątkiem:

1. czynności, na dokonanie których Statut wymaga zgody Rady Nadzorczej, a Rada Nadzorcza taką zgodę wyraziła,
2. czynności innych, niż określone w pkt 1 powyżej, jeżeli czynności te polegają na:
 - a) zawiązaniu lub przystąpieniu przez Spółkę do innej spółki na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jeżeli cena nabycia lub objęcia udziału (udziałów) lub akcji lub wkładu na poczet udziału w spółce osobowej nie przekracza 5.000.000 EUR,
 - b) obejmowaniu albo nabywaniu akcji (udziałów) gdy ich wartość nominalna nie przekracza 5.000.000 EUR,
 - c) zbywaniu lub obciążaniu nabytych lub objętych akcji (udziałów) innej spółki, jeżeli ich wartość nominalna nie przekracza 5.000.000 EUR,
 - d) nabywaniu akcji (udziałów) za wierzytelności Spółki w ramach postępowań ugodowych, naprawczych lub upadłościowych.

Poza wskazanymi powyżej, Statut Spółki nie zawiera zapisów dotyczących sposobu działania Walnego Zgromadzenia i jego uprawnień, które nie wynikałyby wprost z przepisów prawa.

Spółka posiada Regulamin Walnego Zgromadzenia, który jest dostępny na stronie www.enea.pl



7.12. Skład osobowy i jego zmiany oraz opis działania organów zarządzających i nadzorujących ENEA S.A.

Zarząd

Zgodnie z § 12 ust. 2 Statutu Spółki, Członkowie Zarządu Emitenta powoływani są na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

Od dnia 1 stycznia 2011 r. Zarząd działał w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Funkcja
Maciej Owczarek	Prezes Zarządu
Krzysztof Zborowski	Członek Zarządu ds. Wytwarzania
Hubert Rozpędek	Członek Zarządu ds. Ekonomicznych
Maksymilian Górniak	Członek Zarządu ds. Handlowych

W dniu 5 grudnia 2011 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. podjęła uchwałę o odwołaniu ze składu Zarządu Spółki Członka Zarządu ds. Handlowych – Pana Maksymiliana Górniaka.

W dniu 24 lutego 2012 r. Rada Nadzorcza ENEA S.A. podjęła uchwałę o powołaniu, począwszy od dnia 19 marca 2012 r. Pana Janusza Bila na stanowisko Członka Zarządu ds. Handlowych.

Na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania tj. na dzień 10 kwietnia 2012 r., Zarząd Spółki działa w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Funkcja
Maciej Owczarek	Prezes Zarządu
Janusz Bil	Członek Zarządu ds. Handlowych
Hubert Rozpędek	Członek Zarządu ds. Ekonomicznych
Krzysztof Zborowski	Członek Zarządu ds. Wytwarzania

Zarząd prowadzi sprawy Spółki oraz reprezentuje Spółkę w relacjach ze stronami trzecimi. Do składania oświadczeń w imieniu Spółki uprawnionych jest dwóch Członków Zarządu działających razem lub jeden Członek Zarządu działający łącznie z prokurentem Uprawnienia, organizacja oraz zasady działania Zarządu określone są przez Statut, Regulamin Zarządu oraz Kodeks spółek handlowych.

Zgodnie z art. 371 § 6 k.s.h. z uwzględnieniem § 11 ust. 1 Statutu, Zarząd Spółki uchwała Regulamin Zarządu, określający tryb działania Zarządu, zasady prowadzenia przez Zarząd spraw Spółki i podejmowania przez Zarząd uchwał. Regulamin Zarządu jest opracowywany przez Zarząd na podstawie wytycznych Rady Nadzorczej, jest przyjmowany uchwałą Zarządu i zatwierdzany przez Radę Nadzorczą.

Obecnie obowiązuje w Spółce Regulamin Zarządu ENEA S.A., przyjęty uchwałą Zarządu z dnia 22 czerwca 2010 r., zatwierdzony uchwałą Rady Nadzorczej z dnia 12 lipca 2010 r.



Zgodnie z § 6 ust. 1 i 2 Regulaminem Zarządu, posiedzenia Zarządu odbywają się we wtorki w siedzibie Spółki, chyba że osoba, o której mowa w zdaniu poniżej postanowi inaczej. Posiedzenia Zarządu Spółki zwołuje z własnej inicjatywy lub na wniosek dwóch Członków Zarządu Prezes Zarządu lub wyznaczony przez niego Członek Zarządu. Członek Zarządu podaje przyczyny swojej nieobecności na posiedzeniu Zarządu na piśmie. Nieobecność na posiedzeniu Zarządu usprawiedliwia Przewodniczący posiedzenia.

Na posiedzenia Zarządu mogą być zaproszeni pracownicy Spółki, eksperci i doradcy zewnętrzni.

Program i niezbędne dokumenty na posiedzenie Zarządu dostarczane są przez Biuro Zarządu co najmniej jeden dzień roboczy przed posiedzeniem Zarządu.

Z ważnych powodów posiedzenie może być zwołane w trybie natychmiastowym i bez przekazania materiałów. Warunkiem odbycia posiedzenia doraźnego jest skuteczne zawiadomienie wszystkich członków Zarządu o posiedzeniu.

Decyzje Zarządu związane z prowadzeniem spraw Spółki, o których mowa w § 11 ust. 2 Statutu Spółki, wymagają podjęcia uchwały przez Zarząd. Zarząd podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu jest obecna co najmniej połowa jego członków, a wszyscy członkowie zostali prawidłowo zawiadomieni o posiedzeniu. Zarząd podejmuje uchwały bezwzględną większością głosów, to jest większością więcej niż połowy głosów oddanych, przy czym głos „wstrzymujący się” uważa się jako oddany przeciw uchwale. W przypadku równości głosów przy podejmowaniu uchwały przez Zarząd decyduje głos Prezesa Zarządu. Zarząd może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Podjęcie uchwały w tym trybie wymaga uzasadnienia oraz uprzedniego przedstawienia projektu uchwały wszystkim członkom Zarządu. Uchwały podjęte w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość zostają przedstawione na najbliższym posiedzeniu Zarządu z podaniem wyniku głosowania.

Zgodnie z § 4 ust. 3 Regulaminu Zarządu, zwykłe czynności Spółki, niezastrzeżone do decyzji Zarządu (podejmowanych w formie uchwały), prowadzone są jednoosobowo przez Prezesa i przez poszczególnych Członków Zarządu wg indywidualnego wewnętrznego podziału kompetencyjnego:

- **Prezes Zarządu** koordynuje zagadnienia związane z całokształtem działalności Spółki i Grupy Kapitałowej ENEA.
- **Członek Zarządu ds. Handlowych** nadzoruje i koordynuje całokształt zagadnień związanych z obrotem energią elektryczną, obsługą klientów.
- **Członek Zarządu ds. Ekonomicznych** nadzoruje i koordynuje całokształt zagadnień ekonomiczno-finansowych i księgowych oraz związanych z zarządzaniem ryzykiem w Spółce i Grupie Kapitałowej ENEA.
- **Członek Zarządu ds. Wytwarzania** nadzoruje i koordynuje całokształt zagadnień związanych z opracowywaniem strategii rozwojowych i ich wdrażaniem oraz sprawuje nadzór nad spółkami Grupy Kapitałowej ENEA prowadzącymi działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej.

Nie zmienia to jednak reguły dotyczącej składania oświadczeń woli w imieniu Spółki określonej w § 10 ust. 2 Statutu Spółki.

Pełny tekst *Regulaminu Zarządu ENEA Spółki Akcyjnej* jest udostępniony na stronie www.enea.pl

Rada Nadzorcza

Członkowie Rady Nadzorczej ENEA S.A. VII kadencji zostali powołani uchwałą Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki w dniu 30 czerwca 2009 r. na wspólną trzyletnią kadencję, która upływa 30 czerwca 2012 r. Mandaty członków Rady Nadzorczej wygasną najpóźniej z dniem odbycia Walnego Zgromadzenia zatwierdzającego sprawozdanie finansowe Spółki za 2011 r.



Od początku 2011 r. Rada Nadzorcza VII kadencji działała w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Funkcja
Wojciech Chmielewski	Przewodniczący Rady Nadzorczej,
Jeremi Mordasewicz	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Michał Kowalewski	Sekretarz Rady Nadzorczej
Małgorzata Aniołek	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Balcerowski	Członek Rady Nadzorczej
Tadeusz Dachowski	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Lisiewicz	Członek Rady Nadzorczej,
Bartosz Nowicki	Członek Rady Nadzorczej,
Graham Wood	Członek Rady Nadzorczej (niezależny Członek Rady)

W dniu 29 czerwca 2011 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki odwołało ze składu Rady Nadzorczej Pana Bartosza Nowickiego i jednocześnie powołało w skład Rady Nadzorczej VII kadencji Panią Agnieszkę Mańkowską.

W dniu 1 sierpnia 2011 r. na skutek śmierci wygał mandat Członka Rady Nadzorczej Pana Pawła Balcerowskiego.

W dniu 12 marca 2012 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki powołało Pana Sławomira Brzezińskiego w skład Rady Nadzorczej VII kadencji.

Na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania tj. na dzień 10 kwietnia 2012 r. Rada Nadzorcza Spółki składa się z dziesięciu członków i działa w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Funkcja
Wojciech Chmielewski	Przewodniczący Rady Nadzorczej,
Jeremi Mordasewicz	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej



Michał Kowalewski	Sekretarz Rady Nadzorczej
Małgorzata Aniołek	Członek Rady Nadzorczej
Sławomir Brzeziński	Członek Rady Nadzorczej
Tadeusz Dachowski	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Lisiewicz	Członek Rady Nadzorczej,
Agnieszka Mańkowska	Członek Rady Nadzorczej,
Graham Wood	Członek Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszystkich dziedzinach jej działalności. Do szczególnych obowiązków Rady Nadzorczej należy ocena sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym, oraz wniosków Zarządu dotyczących podziału zysku albo pokrycia straty, a także składanie Walnemu Zgromadzeniu corocznego pisemnego sprawozdania z wyników tej oceny. Uprawnienia, organizacja oraz zasady działania Rady Nadzorczej określone są przez Statut, *Regulamin Rady Nadzorczej ENEA S.A. w Poznaniu* oraz Kodeks spółek handlowych.

Zgodnie z § 22 ust. 1, § 23 i § 24 Statutu Spółki, Rada Nadzorcza składa się z sześciu do piętnastu członków powoływanych przez: (i) Walne Zgromadzenie, (ii) pracowników Spółki – w zakresie przyznanym pracownikom przez przepisy ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji, pracownicy mogą wybrać dwóch, trzech albo czterech członków Rady Nadzorczej, w przypadku, gdy, odpowiednio, Rada Nadzorcza liczy do sześciu, od siedmiu do dziesięciu albo powyżej jedenastu członków), oraz (iii) Skarb Państwa – Skarb Państwa ma prawo do powoływania jednego członka Rady Nadzorczej. Ponadto, w myśl § 22 ust. 5 i 6 Statutu Spółki poczynawszy od upływu jednego miesiąca od dnia pierwszego notowania Akcji na rynku regulowanym co najmniej jeden członek Rady Nadzorczej spośród powołanych przez Walne Zgromadzenie powinien: (i) spełniać warunki niezależności; (ii) zostać wybrany przez Walne Zgromadzenie w odrębnym głosowaniu; oraz (iii) nie być pracownikiem Spółki lub jej jednostek zależnych lub stowarzyszonych. Członek Rady Nadzorczej, o którym mowa w zdaniu poprzednim, wybierany jest przez Walne Zgromadzenie w odrębnym głosowaniu. Każdy akcjonariusz Spółki, obecny na Walnym Zgromadzeniu Spółki, którego przedmiotem jest wybór niezależnego członka Rady Nadzorczej, reprezentujący na tym zgromadzeniu co najmniej 1% ogólnej liczby głosów reprezentowanych na danym Walnym Zgromadzeniu, ma prawo zgłoszenia jednego kandydata na takiego członka Rady Nadzorczej. W przypadku braku zgłoszeń kandydatów na niezależnych członków Rady Nadzorczej, kandydatów na takich członków zgłasza Rada Nadzorcza i poddaje je pod głosowanie Walnego Zgromadzenia. Liczbę członków Rady Nadzorczej określa Walne Zgromadzenie.

W dniu 25 lutego 2009 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki, zgodnie z ww. zapisami Statutu, dokonało wyboru niezależnego Członka Rady Nadzorczej, którym został Pan Graham Wood.

Zgodnie z Regulaminem Rady Nadzorczej, przyjętym uchwałą Rady Nadzorczej z dnia 15 grudnia 2009 r., Rada odbywa posiedzenia co najmniej raz na dwa miesiące. Posiedzenia Rady zwołuje Przewodniczący Rady lub Wiceprzewodniczący, przedstawiając szczegółowy porządek obrad. Posiedzenie Rady powinno być zwołane na żądanie każdego z członków Rady lub na wniosek Zarządu. Posiedzenie Rady zwołuje się w terminie dwóch tygodni od dnia otrzymania wniosku. Do zwołania posiedzenia Rady wymagane jest pisemne zaproszenie



wszystkich członków Rady, na co najmniej 7 dni przed posiedzeniem Rady. Z ważnych powodów Przewodniczący Rady może skrócić ten termin do 2 dni określając sposób przekazania zaproszenia. W zaproszeniu na posiedzenie Rady Przewodniczący określa termin posiedzenia, miejsce obrad oraz szczegółowy projekt porządku obrad. Wraz z zaproszeniem przesyła się materiały dotyczące spraw objętych przedmiotem porządku obrad. Posiedzenie Rady Nadzorczej powinno być zwołane na żądanie każdego z członków Rady Nadzorczej lub na wniosek Zarządu.

Posiedzenia Rady prowadzi Przewodniczący Rady, a w przypadku jego nieobecności Wiceprzewodniczący lub inny członek Rady Nadzorczej wybrany na posiedzeniu. Zmiana zaproponowanego porządku obrad może nastąpić, gdy na posiedzeniu obecni są wszyscy członkowie Rady i nikt nie wnosi sprzeciwu co do porządku obrad. Sprawa nieuwzględniona w porządku obrad jest włączana do porządku obrad następnego posiedzenia. Udział w posiedzeniu Rady jest obowiązkiem członka Rady. Członek Rady podaje przyczyny swojej nieobecności na piśmie. Usprawiedliwienie nieobecności członka Rady wymaga uchwały Rady

Rada podejmuje uchwały, jeżeli na posiedzeniu jest obecna co najmniej połowa jej członków, a wszyscy jej członkowie zostali zaproszeni). Rada podejmuje uchwały bezwzględną większością oddanych głosów, to jest większością więcej niż połowy głosów oddanych, przy czym głos „wstrzymujący się” uważa się jako oddany przeciw uchwale. W przypadku równości głosów przy podejmowaniu uchwały przez Radę Nadzorczą decyduje głos Przewodniczącego.

Rada Nadzorcza może podejmować uchwały w trybie pisemnym w drodze zamieszczenia podpisów na tym samym egzemplarzu (egzemplarzach) projektu uchwały albo na odrębnych dokumentach o tej samej treści albo z wykorzystaniem telefonu, lub za pomocą innych środków porozumiewania się na odległość, w sposób umożliwiający bezpośrednie porozumienie się wszystkich uczestniczących w nim Członków. Podjęcie uchwały w tym trybie wymaga uprzedniego sporządzenia jej uzasadnienia oraz przedstawienia projektu uchwały wszystkim członkom Rady Nadzorczej wraz z uzasadnieniem. Podejmowanie uchwał w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość nie dotyczy wyborów Przewodniczącego i Wiceprzewodniczącego Rady, powołania członka Zarządu oraz odwołania i zawieszenia w czynnościach tych osób. Uchwały podjęte w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość zostają przedstawione na najbliższym posiedzeniu Rady Nadzorczej z podaniem wyniku głosowania. Członkowie Rady Nadzorczej mogą brać udział w podejmowaniu uchwał Rady Nadzorczej oddając głosy na piśmie za pośrednictwem innego Członka Rady Nadzorczej, z zastrzeżeniem art. 388 § 2 i 4 Kodeksu spółek handlowych.

Regulamin Rady Nadzorczej ENEA S.A. przewiduje również powołanie dwóch Komitetów Rady Nadzorczej, tj. Komitetu ds. Audytu oraz Komitetu ds. Nominacji i Wynagrodzeń.

W myśl Regulaminu Rady Nadzorczej, w skład komitetu wchodzi co najmniej trzech członków powoływanych przez Radę spośród jej członków na okres odpowiadający długości kadencji Rady. Członkowie komitetu wybierają ze swojego grona przewodniczącego komitetu. Przewodniczący komitetu kieruje pracami komitetu, sprawuje nadzór nad pracą komitetu, w szczególności nad organizacją i przebiegiem posiedzeń komitetu. Posiedzenia komitetu zwołuje jego przewodniczący, a w razie jego nieobecności – wskazany przez niego członek Rady. Do zawiadamiania o posiedzeniach komitetu stosuje się odpowiednio postanowienia dotyczące zawiadamiania o posiedzeniach Rady, z tą zmianą, że posiedzenia komitetów powinny odbywać się raz na kwartał, przed opublikowaniem przez Spółkę sprawozdań finansowych. W posiedzeniach komitetów mogą brać udział jedynie osoby zaproszone przez przewodniczącego. Uchwały komitetów są podejmowane zwykłą większością głosów. W przypadku równej ilości głosów, głos przewodniczącego komitetu jest decydujący. Uchwały komitetów są podejmowane na posiedzeniach lub za pomocą środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Przewodniczący komitetu przedkłada Radzie uchwały, wnioski i sprawozdania w sprawach objętych porządkiem obrad Rady a także inne wnioski, w tym wnioski dotyczące konieczności opracowania dla potrzeb komitetu ekspertyzy lub opinii dotyczącej zakresu zadań komitetu lub zatrudnienia doradcy.

Zgodnie z § 8 ust. 5 Regulaminu Rady Nadzorczej, zadaniem Komitetu ds. Audytu jest doradzanie Radzie w zakresie wewnętrznej polityki i procedur budżetowych przyjętych przez Spółkę oraz ich kontrola i doradztwo w zakresie kontaktów Spółki z biegłym rewidentem, w tym w szczególności:

- (a) monitorowanie rzetelności informacji finansowych przedstawianych przez Spółkę, w szczególności w drodze przeglądu stosowności i konsekwencji stosowania metod rachunkowości przyjętych przez Spółkę i jej grupę (w tym kryteriów konsolidacji sprawozdań finansowych spółek w grupie),



- (b) monitorowanie procesu sprawozdawczości finansowej,
- (c) monitorowanie skuteczności systemów kontroli wewnętrznej, audytu wewnętrznego oraz zarządzania ryzykiem,
- (d) monitorowanie wykonywania czynności rewizji finansowej i przedstawianie Radzie rekomendacji dotyczących wyboru, powołania, ponownego powołania i odwołania rewidenta zewnętrznego przez organ do tego uprawniony oraz dotyczące zasad i warunków jego zatrudnienia,
- (e) monitorowanie niezależności biegłego rewidenta i podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych, w tym w przypadku świadczenia usług, o których mowa w art. 48 ust. 2. ustawy o biegłych rewidentach,
- (f) opiniowanie i przedkładanie Radzie do zatwierdzenia rocznego planu audytu wewnętrznego,
- (g) opiniowanie i przedkładanie Radzie do zatwierdzenia rocznego budżetu komórki audytu wewnętrznego,
- (h) opiniowanie i przedkładanie Radzie do zatwierdzenia zmian zakresu czynności jednostki audytu wewnętrznego,
- (i) omawianie wszelkich problemów lub zastrzeżeń, które mogą wynikać z badania sprawozdań finansowych,
- (j) omawianie z biegłymi rewidentami Spółki, przed rozpoczęciem każdego badania rocznego sprawozdania finansowego, charakteru i zakresu badania oraz monitorowanie koordynacji prac między biegłymi rewidentami Spółki,
- (k) przegląd, przynajmniej raz w roku, systemów kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem, pod kątem zapewnienia, że główne ryzyka (w tym związane z przestrzeganiem obowiązujących przepisów prawa i regulacji) są prawidłowo identyfikowane, zarządzane i ujawniane,
- (l) zapewnienie skuteczności funkcji audytu wewnętrznego w drodze wyrażenia opinii dotyczącej wyboru, powołania, odwołania szefa działu audytu wewnętrznego, a także monitorowanie reakcji Zarządu Spółki na jego ustalenia i zalecenia,
- (m) wyrażenie opinii w dotyczącej wypowiedzenia warunków płacy (obniżenie wynagrodzenia) Kierownikowi Biura Kontroli i Audytu,
- (n) analizowanie raportów audytorów wewnętrznych Spółki i głównych spostrzeżeń innych analityków wewnętrznych oraz odpowiedzi Zarządu na te spostrzeżenia, łącznie z badaniem stopnia niezależności audytorów wewnętrznych,
- (o) kontrolowanie charakteru i zakresu usług pozarewidenckich, w szczególności na podstawie ujawnienia przez rewidenta zewnętrznego sumy wszystkich opłat wniesionych przez Spółkę i jej grupę na rzecz firmy audytorskiej i jej sieci, pod kątem zapobieżenia istotnej sprzeczności interesów na tym tle,
- (p) prowadzenie przeglądu skuteczności procesu kontroli zewnętrznej i monitorowanie reakcji Zarządu Spółki na zalecenia przedstawione przez zewnętrznych rewidentów w piśmie do Zarządu,
- (q) badanie kwestii będących powodem rezygnacji z usług rewidenta zewnętrznego i wydawanie zaleceń w sprawie wymaganych czynności,
- (r) współpraca z komórkami organizacyjnymi Spółki odpowiedzialnymi za audyt i kontrolę oraz okresowa ocena ich pracy,
- (s) przegląd systemu rachunkowości zarządczej Spółki.

Zgodnie z § 9 ust. 2 Regulaminu Rady Nadzorczej, zadaniem Komitetu ds. Nominacji i Wynagrodzeń jest wspomaganie osiągania celów strategicznych Spółki poprzez przedstawianie Radzie opinii i wniosków dotyczących struktury zatrudnienia oraz wynagradzania kadry Spółki, w tym w szczególności kadry kierowniczej. W szczególności do zadań Komitetu należy:

- (a) analizowanie polityki Zarządu dotyczącej nominacji, wyboru i powoływania kadry kierowniczej wysokiego szczebla,
- (b) przedstawianie Radzie propozycji dotyczących wynagrodzenia oraz form zatrudnienia członków Zarządu z uwzględnieniem ich dotychczasowych osiągnięć,
- (c) przedstawianie Radzie Nadzorczej opinii dotyczących uzasadnienia przyznania wynagrodzenia uzależnionego od wyników a także bodźców motywacyjnych w kontekście oceny stopnia realizacji określonych zadań i celów Spółki oraz propozycji we wskazanym powyżej zakresie,
- (d) ocena systemu zarządzania zasobami ludzkimi w Spółce,
- (e) okresowa ocena umiejętności, wiedzy i doświadczenia poszczególnych członków Zarządu i kadry kierowniczej i przedstawianie wyników oceny Radzie.



Na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania tj. na dzień 10 kwietnia 2012 r. skład osobowy Komitetów Rady Nadzorczej Spółki przedstawia się następująco:

1. Komitet ds. Audytu:

- Graham Wood - Przewodniczący,
- Małgorzata Aniołek - Zastępca Przewodniczącego,
- Wojciech Chmielewski – Członek,
- Agnieszka Mańkowska- Członek.

2. Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń:

- Michał Kowalewski - Przewodniczący,
- Tadeusz Dachowski - Zastępca Przewodniczącego,
- Paweł Lisiewicz - Członek,
- Jeremi Mordasewicz - Członek,
- Mieczysław Pluciński - Członek.

W 2011 r. Komitet ds. Audytu odbył trzy posiedzenia i podjął siedem Uchwał.

Przedmiotem obrad posiedzeń Komitetu były m.in.:

- rekomendacja dla Rady Nadzorczej ENEA S.A. dotyczącej wyboru firmy: Deloitte Audyt Sp. z o.o. jako biegłego rewidenta do przeprowadzenia przeglądów i badań sprawozdań finansowych ENEA S.A. i spółek Grupy Kapitałowej ENEA za rok 2011,
- ocena metod badania sprawozdań finansowych Spółki za rok obrotowy 2010,
- przyjęcie „Sprawozdania z działalności audytu wewnętrznego za okres od lipca 2010 r. do marca 2011 r.”,
- rekomendacja dla Rady Nadzorczej ENEA S.A. dotycząca centralizacji audytu w Grupie Kapitałowej ENEA,
- przyjęcie i akceptacja raportu z wyników prac Zespołu Negocyjacyjnego oraz dokonania na ich podstawie wyboru audytora dla ENEA S.A. na okres 2012-2014 r.,
- przyjęcie „Rocznego planu audytu na 2012 r.”, „Propozycji budżetu Biura Kontroli i Audytu na 2012 r.” oraz propozycji zmian w Regulaminie audytu wewnętrznego w GK ENEA,
- rekomendacja dla Rady Nadzorczej ENEA S.A. dotycząca dokonania oceny systemu kontroli wewnętrznej ENEA S.A.

Ponadto, Komitet ds. Audytu:

- dokonał przeglądu Sprawozdania finansowego za I półrocze 2011 r.,
- dokonywał przeglądów zrealizowanych audytów wewnętrznych i przyjmował Raporty z tych audytów,
- przyjmował informacje na temat aktualnego statusu realizacji Projektu „Opracowania i wdrożenia systemu zarządzania ryzykiem w Grupie Kapitałowej ENEA”,
- dokonywał oceny postępu prac w zakresie reorganizacji audytu wewnętrznego.

W 2011 r. Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń odbył pięć posiedzeń i podjął dziewiętnaście Uchwał.

Przedmiotem posiedzeń Komitetu było m.in.:

- rekomendacje dla Rady Nadzorczej ENEA S.A. dotyczących udzielenia Członkom Zarządu ENEA S.A. zgody na zajmowanie stanowisk członka organu w Zarządach i członka organu w Radach Nadzorczych spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej ENEA,
- rekomendacja dla Rady Nadzorczej ENEA S.A. dotyczącej przyznania nagrody rocznej dla Prezesa Zarządu ENEA S.A.,
- rekomendacja dla Rady Nadzorczej ENEA S.A. dotyczącej ustalenia nowych zasad zatrudniania i wynagradzania Członków Zarządu, w tym także Prezesa Zarządu ENEA S.A., dotycząca m.in. zawarcia w miejsce umowy o pracę, cywilnoprawnej Umowy o świadczenie usług w zakresie zarządzania,
- rekomendacje dla Rady Nadzorczej ENEA S.A. dotyczące zmian wzoru Umowy o świadczenie usług w zakresie zarządzania zawartej z Członkami Zarządu ENEA S.A. zawierającego m.in. doprecyzowanie katalogu innych uzasadnionych wydatków poniesionych w związku z bezpośrednim wykonywaniem umowy, okresu zakazu



konkurencji obowiązującego Członków Zarządu po wygaśnięciu lub rozwiązaniu Umowy oraz wysokości wynagrodzenia stałego należnego Członkom Zarządu ENEA S.A. z tytułu jej wykonywania.

8. POZOSTAŁE INFORMACJE

8.1. Podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych

Uchwałą Rady Nadzorczej z dnia 17 stycznia 2011 r. Deloitte Audyt Sp. z o.o. została wybrana do przeprowadzenia badania rocznego jednostkowego i skonsolidowanego sprawozdania finansowego ENEA S.A. za rok 2011 oraz do przeprowadzenia przeglądów śródrocznych jednostkowych sprawozdań ENEA S.A. i śródrocznych skonsolidowanych sprawozdań Grupy Kapitałowej ENEA sporządzonych na dzień 31 marca 2011 r., 30 czerwca 2011 r. i na dzień 30 września 2011 r. Umowa z ww. podmiotem została podpisana w dniu 1 marca 2011 r.

Spółka Deloitte Audyt Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu to podmiot wpisany jest na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych, prowadzoną przez Krajową Izbę Biegłych Rewidentów od dnia 7 lutego 1995 r., pod nr ewidencyjnym 73.

Poniższa tabela przedstawia wynagrodzenie netto należne Deloitte Audyt Sp. z o.o. z tytułu świadczonych usług dla ENEA S.A. dotyczących danego roku obrotowego (dane w tys. zł):

	01.01.2011 r. 31.12.2011 r.	01.01.2010 r. 31.12.2010 r.
Wynagrodzenie Deloitte Audyt Sp. z o.o. z tytułu badania rocznego jednostkowego i skonsolidowanego sprawozdania finansowego ENEA S.A.	316	169
Wynagrodzenie Deloitte Audyt Sp. z o.o. z tytułu innych usług poświadczających dla ENEA S.A., w tym przeglądu sprawozdań finansowych	2	144
Wynagrodzenie Deloitte Audyt Sp. z o.o. za usługi doradztwa podatkowego	0	0
Wynagrodzenie Deloitte Audyt Sp. z o.o. za pozostałe usługi	0	590
Razem	318	903

8.2. Osiągnięcia w dziedzinie badań i rozwoju

Zasadniczo Spółki z Grupy Kapitałowej ENEA nie posiadają znaczących osiągnięć w dziedzinie badań i rozwoju.

8.3. Zagadnienia dotyczące środowiska naturalnego

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej ENEA jako podmioty gospodarcze korzystające ze środowiska z uwzględnieniem profilu działalności poszczególnych podmiotów musiały spełniać określone przepisami wymogi prawne. W zakresie ochrony środowiska Spółkę obowiązywały następujące podstawowe akty prawne:

- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity Dz.U. Nr 25, poz. 150 z 2008 r. z późniejszymi zmianami.),
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach (Dz. U. Nr 39, poz. 251 z 2005 r. z późn. zmianami),
- Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne (tekst jednolity Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 18 listopada 2005 r. Dz. U. Nr 239, poz. 2019 z późn. zmianami),
- Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. Nr 122, poz. 695),



- Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o zużytych sprzęcie elektrycznym i elektronicznym (Dz. U. Nr 180, poz. 1495 z 2005 r.)
- Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. Nr 199, poz. 1227 z 2008 r.)

ENEA S.A. jest właścicielem budynków biurowych, a także ośrodków wczasowych. Spółka korzysta ze środowiska poprzez:

- a) pobór wody z ujęć własnych,
- b) odprowadzanie ścieków bytowych do rzeki,
- c) emisja zanieczyszczeń do powietrza poprzez:
 - spalanie paliw w silnikach pojazdów Spółki,
 - spalanie paliw w urządzeniach grzewczych.

Kotłownie eksploatowane w obiektach ENEA S.A. nie wymagały pozwoleń i nie musiały być też zgłoszone do starosty zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 22 grudnia 2004 r. w sprawie rodzajów instalacji, których eksploatacja wymaga zgłoszenia (Dz. U. Nr 283, poz. 2839 z 2004 r.).

ENEA S.A. wywiązywała się z obowiązków wynikających z przepisów ochrony środowiska, w związku z czym w 2011 r. nie było zagrożeń sankcjami karnymi na skutek niedopełnienia wymogów z zakresu przepisów ochrony środowiska i nie nałożono na Spółkę żadnych kar.

Specyfikacja i charakter działalności Elektrowni Kozienice

Elektrownia Kozienice jest Elektrownią kondensacyjną, w której do produkcji energii elektrycznej, jako paliwo podstawowe wykorzystywany jest węgiel kamienny.

Główne oddziaływanie Elektrowni Kozienice związane jest z emisją zanieczyszczeń do atmosfery, składowaniem odpadów paleniskowych, poborem wody oraz odprowadzaniem ścieków. Do najważniejszych zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery należy dwutlenek siarki, tlenki azotu, pył i dwutlenek węgla.

Ochrona środowiska		
Wielkość emisji [Mg]		
Zanieczyszczenie	2011 r.	2010 r.
PYŁ	1 048	1 078
SO ₂	31 279	35 145
NO _x	20 375	21 718
CO	994	1 437
CO ₂	10 299 069	10 835 725
Odpady (mieszanina popiołowo-żużlowa)	242 017	390 623

Ograniczanie emisji zanieczyszczeń

Elektrownia posiada instalacje odpylania spalin składające się z wysokosprawnych elektrofiltrów zamontowanych na wszystkich blokach energetycznych. W realizowanym cyklu modernizacji, remontów i inwestycji bloków uwzględniana jest m.in. konieczność dotrzymywania przez Elektrownię dopuszczalnego stężenia pyłu w odprowadzanych spalinach z każdego bloku poziomie nie większym jak 50 mg/Nm³. Wymianę



elektrofiltrów w ostatnich latach zrealizowano na bloku nr 2 (w 2006 r.), bloku nr 1 (w 2007 r.), bloku nr 6 (w 2008 r.), bloku nr 10 (w 2010 r.) oraz bloku nr 4 w 2011 r., a w czerwcu 2011 r. podpisano umowę z Rafako na wykonanie tej instalacji.

W Elektrowni funkcjonują instalacje pierwotnej redukcji tlenków azotu, ograniczające stężenia tlenków azotu do gwarantowanego poziomu 500 mg/Nm^3 , opierające się m. in. na palnikach niskoemisyjnych typu ROBTAS oraz układzie dysz powietrza zainstalowanych na ścianie przedniej i tylnej kotłów nad strefą palnikową (tzw. dysz OFA, SOFA).

W związku z zastrzeżeniem po 2015 r. standardów emisyjnych dla tlenków azotu do poziomu 200 mg/Nm^3 konieczna będzie zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania na poszczególnych blokach energetycznych. W 2010 r. ogłoszono przetarg na wykonanie instalacji odazotowania spalin na 5 blokach 200 MW Nr 4-8. W czerwcu 2011 r. podpisano umowę z firmą RAFAKO Racibórz na zabudowę instalacji do katalitycznego odazotowania spalin (SCR) na blokach 200 MW nr 4-8.

Ograniczenie emisji SO_2 zapewniają instalacje odsiarczania spalin metodą mokrą wapienną: IOS I - dla bloku Nr 9 o mocy 560 MW, IOS III dla bloku Nr 10 o mocy 560 MW oraz IOS II - dla mocy 800 MW (4 bloki 200 MW), przyłączona do bloków 200 MW Nr 2-8.

W celu dostosowania emisji SO_2 do zastrzeżonych norm wynikających z wdrożenia obowiązujących postanowień prawa Wspólnotowego, w 2011 r. opracowano koncepcję lokalizacji instalacji odsiarczania spalin (IOS IV) dla mocy 800 MW (bloki 4 x 200 MW) z programem funkcjonalno – użytkowym umożliwiającym przygotowanie i realizację tej inwestycji do roku 2015 włącznie. Realizacja projektu pozwoli na optymalne wykorzystanie czasu pracy i produkcji energii elektrycznej z bloków 200 MW z dotrzymaniem obowiązujących unijnych standardów emisji (Dyrektywa 2010/75/UE).

Gospodarka odpadami

Gospodarka odpadami prowadzona jest zgodnie z obowiązującymi przepisami, tj. zgodnie z Ustawą z dnia 21 kwietnia 2001 r. o odpadach. Spółka posiada składowisko popiołu i żużla o czynnej powierzchni składowania 313 ha, składającej się z sześciu pól składowych, z którego wydzielone zostały ponadto magazyn odpadów paleniskowych oraz składowisko i magazyn gipsów z wydzielonym miejscem do składowania placka pofiltracyjnego z oczyszczalni ścieków z Instalacji Odsiarczania Spalin.

W 2011 r. realizowano działania zmierzające do jak największego wykorzystywania powstających odpadów paleniskowych. Wskaźnik wykorzystania tych odpadów wyniósł 72,62%. W 2011 r. zagospodarowano 140,2 tys. ton gipsu powstałego z pracy IOS (ilość wytworzona to 149,5 tys. ton).

Istotna jest także sprzedaż: popiołów lotnych 518.265,83 ton, mikrosfery (suchej) 1.477,45 ton, MPŻ (w postaci mokrej) 23.676,35 ton oraz zakup usługi na zagospodarowanie, wywóz i gospodarcze wykorzystanie mieszanek popiołowo-żużlowych (MPŻ) ze składowiska żużla i popiołu w ilości 224.360,41 ton (w mokrej postaci).

Wokół składowisk odpadów prowadzony jest systematyczny monitoring jakości środowiska zgodny z obowiązującymi w tym względzie przepisami, prowadzone są badania własności fizykochemicznych popiołów i żużli oraz badania jakości środowiska wodnego. Wyniki prowadzonych badań charakteryzują się niewielką uciążliwością dla środowiska.

Elektrownia realizuje działania zapobiegające wtórnemu pyleniu poprzez okresowe zraszanie pól, zalewanie pól nieeksploatowanych oraz zabezpieczanie powierzchni preparatami błonotwórczymi, roboty pielęgnacyjno-konserwacyjne (utrzymanie zieleni i terenów składowiska, nasadzenie drzew i krzewów), hydroobsiew skarp obwałowań.

Gospodarka paliwami w aspekcie wymogów handlu uprawnieniami do emisji CO_2 , wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz produkcji z odnawialnych źródeł energii (OZE).

W efekcie dostosowania prawodawstwa polskiego do wymogów Dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Europy w energetyce, w tym w Elektrowni Koźienice realizowane są zadania wynikające z wprowadzenia:

- systemu handlu uprawnieniami do emisji CO_2 ,
- produkcji z odnawialnych źródeł energii,
- wytwarzania energii elektrycznej.



Dla potrzeb handlu emisjami realizowany jest monitoring emisji CO₂ z wykorzystaniem od 2008 r. własnego laboratorium chemicznego posiadającego certyfikat akredytacji. Wszystkie raporty roczne, w tym za 2010 r. (czwarty rok II okresu rozliczeniowego), zostały zweryfikowane pozytywnie.

Wybudowana w 2007 r. instalacja współspalania biomasy stałej z węglem dla bloków dwustumegawatowych, a następnie zmodernizowana w latach 2009–2010 umożliwiła produkcję energii elektrycznej z OZE - w 2011 r. w wysokości 393.077,915 MWh.

W roku 2011 spalono 219.302,8 Mg biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje emisją unikniętą dwutlenku węgla w wysokości 357.286,3 Mg.

Dzięki wykonanej modernizacji części niskoprężnej turbin 200 MW oraz części wysokoprężnej i niskoprężnej turbin 500 MW, wzrosła sprawność wytwarzania energii elektrycznej, co wpłynęło na ograniczenie jednostkowego zużycie węgla, a tym samym redukcję emisja CO₂ do atmosfery.

8.4. Informacja o zatrudnieniu

Poniższa tabela przedstawia stan zatrudnienia oraz zatrudnienie średnioroczne w ENEA S.A. w roku 2011 w podziale na obrót i pozostałą działalność.

	Stan na koniec roku 2011 r.	Średnie zatrudnienie w 2011 r.
Obrót	136,00	221,20
Pozostała działalność	248,28	246,23
OGÓŁEM	384,28	467,43

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2011 r. wyniósł 384,28 etaty, natomiast na koniec analogicznego okresu roku poprzedniego kształtował się na poziomie 519,13 etatów. Spadek zatrudnienia wynika ze zmian reorganizacyjnych, związanych z przejściem części dotychczasowych Pracowników ENEA S.A w trybie art. 23¹ Kodeksu pracy, do innych Spółek Grupy Kapitałowej.

Poniższa tabela przedstawia zatrudnienie w spółkach zależnych w roku 2011.

Wyszczególnienie	Stan zatrudnienia na koniec 2011 r. w etatach	Średnie zatrudnienie w 2011 r. narastająco
Auto Styl Sp. z o.o.	47,00	46,67
BHU Spółka Akcyjna	172,50	173,08
Elektrownia Kozienice	2 327,38	2 342,00
Elektrownie Wodne	161,25	163,62
ENEA Operator	5 368,51	5 499,05
ENEOS Sp. z o.o.	123,25	121,95



ENEA Centrum S.A.	143,64	60,53
Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o.	590,28	585,43
Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o.	59,25	60,33
Energomiar Sp. z o.o.	198,25	199,11
Energo-Tour Sp. z o.o.	21,50	22,00
ENTUR Sp. z o.o.	5,00	5,00
FINEA Sp. z o.o.	0,00	0,50
Hotel EDISON Sp. z o.o.	22,00	21,06
ITSERWIS Sp. z o.o.	89,70	89,14
Kozienice II Sp. z o.o.	0,00	2,45
Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o. z siedzibą w Pile	167,00	166,75
Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowskie ENERGETYK Sp. z o.o.	80,00	81,72
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Obornikach	37,00	35,75
Elektrociepłownia Białystok	186,00	107,98
DOBITT ENERGIA Sp. z o.o.	2,00	1,20
Annacond Enterprises	2,00	0,72
RAZEM SPÓŁKI	9 803,51	9 786,04

8.5. Zasady sporządzenia rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie z działalności Grupy za rok obrotowy 2011 zostało sporządzone zgodnie z § 92 ust. 1 pkt 4 oraz § 92 ust. 3 w związku z § 91 ust. 5-6 rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. Nr 33, poz. 259 z póź. zm.).



Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej zawarte w ramach skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za rok obrotowy 2011 sporządzone zostało zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości oraz Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSR/MSSF) zatwierdzonymi przez Unię Europejską.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Grupę Kapitałową w dającej się przewidzieć przyszłości. Zarząd Spółki nie stwierdza na dzień podpisania skonsolidowanego sprawozdania istnienia faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuowania działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania bądź istotnego ograniczenia dotychczasowej działalności.

Dane finansowe zaprezentowane w niniejszym sprawozdaniu, jeżeli nie wskazano inaczej, zostały wyrażone w tysiącach zł.

8.6. Słowniczek pojęć branżowych

Certyfikaty białe - pełna nazwa „świadcstwo efektywności energetycznej” to zgodnie z projektem ustawy o efektywności energetycznej potwierdzenie deklarowanej oszczędności energii wynikającej z przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej.

Certyfikaty zielone - świadectwa potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii.

Certyfikaty czerwone, żółte i fioletowe - świadectwo pochodzenia energii będące potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje się oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji:

1. opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW - certyfikaty „żółte”,
2. opalanej 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 – certyfikaty „fioletowe”,
3. innej niż wymienionej w pkt 1 i 2 – certyfikaty „czerwone”.

Kogeneracja - równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.

Sprzedaż statystyczna - niezafakturowana sprzedaż szacowana w systemie billingowym w sytuacji, gdy data odczytu rozliczeniowego nie przypada w dniu kończącym dany rok obrotowy.

Oszacowanie wielkości sprzedaży energii nierozliczonej odbywa się na podstawie danych zawartych w ostatniej, wystawionej przed dniem końca roku obrotowego, fakturze rozliczeniowej (lub blankiecie), dotyczącej okresu bezpośrednio poprzedzającego okres objęty szacunkiem.

Rynek bilansujący - rynek systemowy prowadzony przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegający na równoważeniu zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię elektryczną z dostawami tych paliw lub energii.

OH – operator handlowy

OHT – operator handlowo – techniczny

TGE – Towarowa Giełda Energii



Podpisy Zarządu

Data sporządzenia Sprawozdania Zarządu:

10 kwietnia 2012 r.

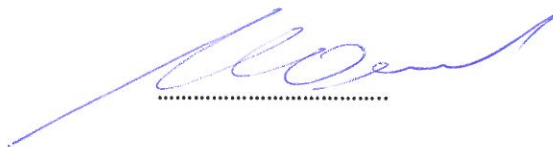
Data publikacji Sprawozdania Zarządu:

27 kwietnia 2012 r.

Podpisy:

Prezes Zarządu

Maciej Owczarek



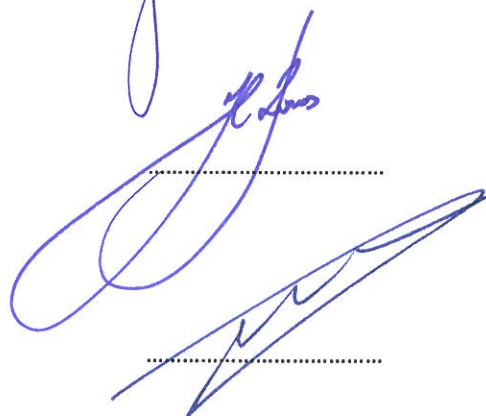
Członek Zarządu
ds. Handlowych

Janusz Bil



Członek Zarządu
ds. Ekonomicznych

Hubert Rozpędek



Członek Zarządu
ds. Wytwarzania

Krzysztof Zborowski

