

# Sprawozdanie Zarządu

z działalności Grupy  
Kapitałowej ENEA  
w I półroczu 2011 r.

Poznań, 29 sierpnia 2011 r.



## Spis treści:

<b>1. Opis organizacji Grupy Kapitałowej Emitenta oraz skutki zmian w strukturze Grupy Kapitałowej.....</b>	<b>4</b>
1.1. Skład Grupy Kapitałowej ENEA.....	4
1.2. Charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej.....	10
1.3. Opis struktury głównych lokat i inwestycji kapitałowych.....	11
1.4. Opis zmian w organizacji oraz zasadach zarządzania Grupą Kapitałową.....	12
<b>2. Działalność Grupy Kapitałowej ENEA.....</b>	<b>12</b>
2.1. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach.....	12
2.2. Rynki zbytu.....	20
2.3. Rynki zaopatrzenia.....	22
2.4. Informacje o zawartych umowach.....	22
2.4.1. Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA.....	22
2.4.2. Informacje o istotnych transakcjach z podmiotami powiązanymi.....	23
2.4.3. Zaciągnięte i wypowiedziane umowy kredytów i pożyczek.....	23
2.4.4. Udzielone pożyczki.....	24
2.4.5. Program Emisji Obligacji.....	26
2.5. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA.....	26
2.5.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w sprawozdaniu finansowym.....	26
2.5.1.1. Wyniki finansowe.....	26
2.5.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu.....	31
2.5.1.3. Sytuacja pieniężna.....	34
2.5.1.4. Analiza wskaźnikowa.....	35
2.5.2. Prognozy wyników finansowych.....	37
2.5.3. Zarządzanie zasobami finansowymi.....	37
2.5.4. Informacja o instrumentach finansowych.....	38
2.6. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w I półroczu 2011 r. w porównaniu do I półrocza 2010 r.....	39
2.7. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w I półroczu 2011 r. w porównaniu do I półrocza 2010 r.....	42
2.8. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Kozienice w I półroczu 2011 r. w porównaniu do I półrocza 2010 r.....	45
<b>3. Opis perspektyw rozwoju oraz podstawowych zagrożeń i ryzyk związanych z pozostałymi miesiącami roku obrotowego.....</b>	<b>48</b>
3.1. Regulacje prawne i taryfy.....	48
3.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej.....	49
3.3. Dostawy i ceny węgla kamiennego oraz innych paliw.....	49
3.4. Obowiązki w zakresie uzyskania świadectw pochodzenia energii.....	50
3.5. Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe.....	50
3.6. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT).....	51
3.7. Wartość regulacyjna aktywów.....	52
3.8. Ryzyka związane z procesem wytwarzania.....	55
3.9. Ryzyka związane z dystrybucją energii.....	55
3.10. Liberalizacja rynku sprzedaży energii elektrycznej.....	55
3.11. Nabywanie energii od podmiotów zewnętrznych.....	56
3.12. Dominująca pozycja na rynku lokalnym.....	56
3.13. Koncesje.....	56
3.14. Transport węgla kamiennego.....	57
3.15. Realizacja strategii.....	57
3.16. Rezultat synergii.....	58
3.17. Modernizacja aktywów wytwórczych.....	58

3.18. Wystąpienie siły wyższej i awarie. ....	59
3.19. Ochrona środowiska. ....	59
3.20. Ubezpieczenie działalności. ....	61
3.21. Kadra kierownicza. ....	62
3.22. Spory i porozumienia zbiorowe. ....	62
3.23. Postępowania sądowe i administracyjne. ....	62
3.24. Nieruchomości. ....	65
3.25. Modernizacja i rozwój. ....	66
3.26. Czynniki związane z działalnością gospodarczą. ....	67
3.27. Zarys strategii rozwoju. ....	68
3.28. Planowane nakłady inwestycyjne. ....	70
3.29. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych. ....	72
3.30. Opis wykorzystania wpływów z emisji akcji. ....	73
<b>4. Władze ENEA S.A. ....</b>	<b>73</b>
4.1. Skład osobowy. ....	73
4.2. Wykaz akcji i udziałów podmiotów z Grupy Kapitałowej ENEA w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących. ....	74
<b>5. Struktura kapitału zakładowego oraz akcjonariatu ENEA S.A. ....</b>	<b>74</b>
5.1. Struktura kapitału zakładowego. ....	74
5.2. Struktura akcjonariatu. ....	75
<b>6. Opis zasad sporządzania półrocznego skróconego sprawozdania finansowego oraz skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego ....</b>	<b>76</b>
<b>7. Pozostałe informacje. ....</b>	<b>76</b>
7.1. Podmiot uprawniony do badania dokonujący przeglądu sprawozdań finansowych. ....	76
7.2. Inne informacje, które są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego Emitenta i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Emitenta. ....	77
7.3. Informacja o transakcjach zabezpieczających ryzyko walutowe. ....	81
7.4. Struktura zatrudnienia w GK ENEA. ....	81
7.5. Nagrody, wyróżnienia, osiągnięcia. ....	81



## 1. Opis organizacji Grupy Kapitałowej Emitenta oraz skutki zmian w strukturze Grupy Kapitałowej.

### 1.1. Skład Grupy Kapitałowej ENEA.

Na dzień 30 czerwca 2011 r. Grupa Kapitałowa składała się z jednostki dominującej ENEA S.A. („Spółka”, „Jednostka Dominująca”), 20 spółek zależnych oraz dwóch spółek stowarzyszonych. W obrębie Grupy Kapitałowej ENEA („Grupa”) są trzy wiodące podmioty, tj. spółki: ENEA S.A. (obrotu energią elektryczną), ENEA Operator Sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej) oraz Elektrownia „Kozienice” S.A. (wytwarzanie energii elektrycznej). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek.

Informacje ogólne o ENEA S.A.:

Nazwa (firma):	ENEA Spółka Akcyjna
Forma prawna:	Spółka Akcyjna
Kraj siedziby:	Rzeczpospolita Polska
Siedziba:	Poznań
Adres:	ul. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań
Krajowy Rejestr Sądowy – Sąd Rejonowy w Poznaniu	KRS 0000012483
Numer telefonu:	(+48 61) 856 10 00
Numer faksu:	(+48 61) 856 11 17
E-mail:	enea@enea.pl
Strona internetowa:	www.enea.pl
Numer klasyfikacji statystycznej (REGON):	630139960
Numer klasyfikacji podatkowej (NIP):	777-00-20-640

Poza działalnością prowadzoną przez jednostkę dominującą (obejmującą obrót energią elektryczną) Grupa Kapitałowa ENEA prowadzi następujące rodzaje działalności:

1. **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 Sp. z o.o. na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres obowiązywania koncesji.
2. **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.
3. **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.
4. **BHU S.A.** z siedzibą w Poznaniu prowadząca handel urządzeniami, sprzętem i materiałami elektroenergetycznymi.
5. **Hotel EDISON Sp. z o.o.** z siedzibą w Baranowie prowadząca działalność hotelarską, gastronomiczną, szkoleniową, wczasową i rekreacyjno-sportową.
6. **Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, powołana do prowadzenia samochodowych usług transportowych i warsztatowych.
7. **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.



8. **ENERGO-TOUR Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, oferująca usługi hotelarskie, szkoleniowe, w zakresie organizowania wczasów, obozów, kolonii, usług turystycznych oraz związane z ochroną zdrowia.
9. **Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrawiskowe ENERGETYK Sp. z o.o.** z siedzibą w Inowrocławiu, prowadząca działalność w zakresie ochrony zdrowia i rehabilitacji.
10. **Elektrownie Wodne Sp. z o.o.** z siedzibą w Samociążku, zajmująca się wytwarzaniem energii elektrycznej z OZE.
11. **Eneos Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, zajmująca się eksploatacją i konserwacją oświetlenia ulicznego.
12. **ENTUR Sp. z o.o.** z siedzibą w Szczecinie, prowadząca działalność wypoczynkową, szkoleniową, turystyczną, gastronomiczną oraz świadcząca usługi w zakresie ochrony zdrowia.
13. **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.
14. **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.
15. **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.
16. **Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.** z siedzibą w Obornikach zajmująca się wytwarzaniem, przesyłem oraz dystrybucją energii cieplnej.
17. **Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A.** z siedzibą w Poznaniu przygotowuje się do rozpoczęcia świadczenia usług w zakresie obsługi klienta na rzecz ENEA S.A.
18. **FINEA Sp. z o.o. w likwidacji** z siedzibą w Poznaniu, świadczyła dotychczas usługi związane z windykacją należności na rzecz podmiotów GK ENEA. Spółka po zmianie przedmiotu działalności miała zająć się wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją i handlem energią elektryczną i paliwami gazowymi pochodzącymi ze źródeł odnawialnych (OZE) z wykorzystaniem technologii biogazowych, jednak w związku ze zmianą koncepcji w tym zakresie, w dniu 11 czerwca 2010 r. Spółka została postawiona w stan likwidacji.
19. **Elektrociepownia Białystok S.A.** z siedzibą w Białymstoku zajmuje się produkcją energii cieplnej i elektrycznej.
20. **DOBITT ENERGIA Sp. z o.o.** z siedzibą w Gorzelsławiu, gmina Bierutów, zajmuje się prowadzeniem inwestycji polegającej na budowie biogazowni.

W odniesieniu do podmiotów stowarzyszonych prowadzona jest działalność w następującym zakresie:

1. **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.
2. **Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie S.A.** z siedzibą w Śremie - zajmujące się produkcją i dystrybucją energii cieplnej.

#### **Spółki zależne.**

Grupa Kapitałowa ENEA obejmuje 20 spółek zależnych, w których ENEA S.A. posiada udziały lub akcje o łącznej nominalnej wartości 5.540.586,98 tys. zł, co stanowiło na dzień 30 czerwca 2011 r. 99,79% łącznej nominalnej wartości kapitałów zakładowych tych spółek, wynoszącej 5.552.337,99 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. [w tys. zł]	Udział % ENEA S.A. w kapitale i prawie głosu
1	BHU Spółka Akcyjna ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	16 375,10	15 155,2	92,55
2	Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. ul. Św. Wojciecha 7/9, 61-749 Poznań	1 973,70	1 973,70	100,00
3	Hotel EDISON Sp. z o.o. Baranowo k/Poznania, 62-081 Przeźmierowo	21 271,50	21 271,50	100,00
4	Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	4 975,50	4 975,50	100,00
5	ENERGOMIAR Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	2 749,00	2 749,00	100,00
6	Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. Gronówko 30, 64-111 Lipno k/Leszna	7 634 ,00	7 634,00	100,00
7	ENERGO-TOUR Sp. z o.o. ul. Marcinkowskiego 27, 61-745 Poznań	9 543,00	9 535,00	99,92
8	ENEA Operator Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	4 678 050,00 *	4 678 050,00	100,00
9	Elektrownia „Kozienice” S.A. Świerże Górne, gmina Kozienice, 26-900 Kozienice 1	462 482,,44	462 482,44	100,00
10	ITSERWIS Sp. z o. o. ul. Zacisze 28, 65-775 Zielona Góra	6 364,00	6 364,00	100,00
11	Auto-Styl Sp. z o.o. ul. Zacisze 15, 65-775 Zielona Góra	2 200,00	2 200,00	100,00
12	FINEA Sp. z o.o. w likwidacji** ul. Warszawska 43, 60-028 Poznań	5 323,00	5 323,00	100,00
13	Eneos Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	19 559,00	19 559,00	100,00
14	ENTUR Sp. z o. o. ul. Malczewskiego 5/7 71-616 Szczecin	4 134,50	4 134,50	100,00
15	Elektrownie Wodne Sp. z o.o. Samociążek 92, 86-010 Koronowo	239 841,00	239 841,00	100,00
16	Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Sp. z o.o. ul. Wilkońskiego 2, 88-100 Inowrocław	17 448,00	17 438,00	99,94
17	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. ul. Wybudowanie 56, 64-600 Oborniki	5 182,50	4 712,00	90,92
18	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. ul. Kaczorska 20, 64-920 Piła	28 689,00	18 657,00	65,03
19	Elektrociepłownia Białystok S.A. ul. Gen. Andersa 3, 15-124 Białystok	18 442,75	18 432,14	99,94
20	DOBITT ENERGIA Sp. z o.o. Gorzelań 8, 56-420 Bierutów	100,00	100,00	100,00
	<b>OGÓLEM</b>	5 552 337,99	5 540 586,98	99,79

\* 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.

\*\* FINEA Sp. z o.o. w likwidacji została wykreślona z KRS w dniu 20 lipca 2011 r.



**Spółki stowarzyszone.**

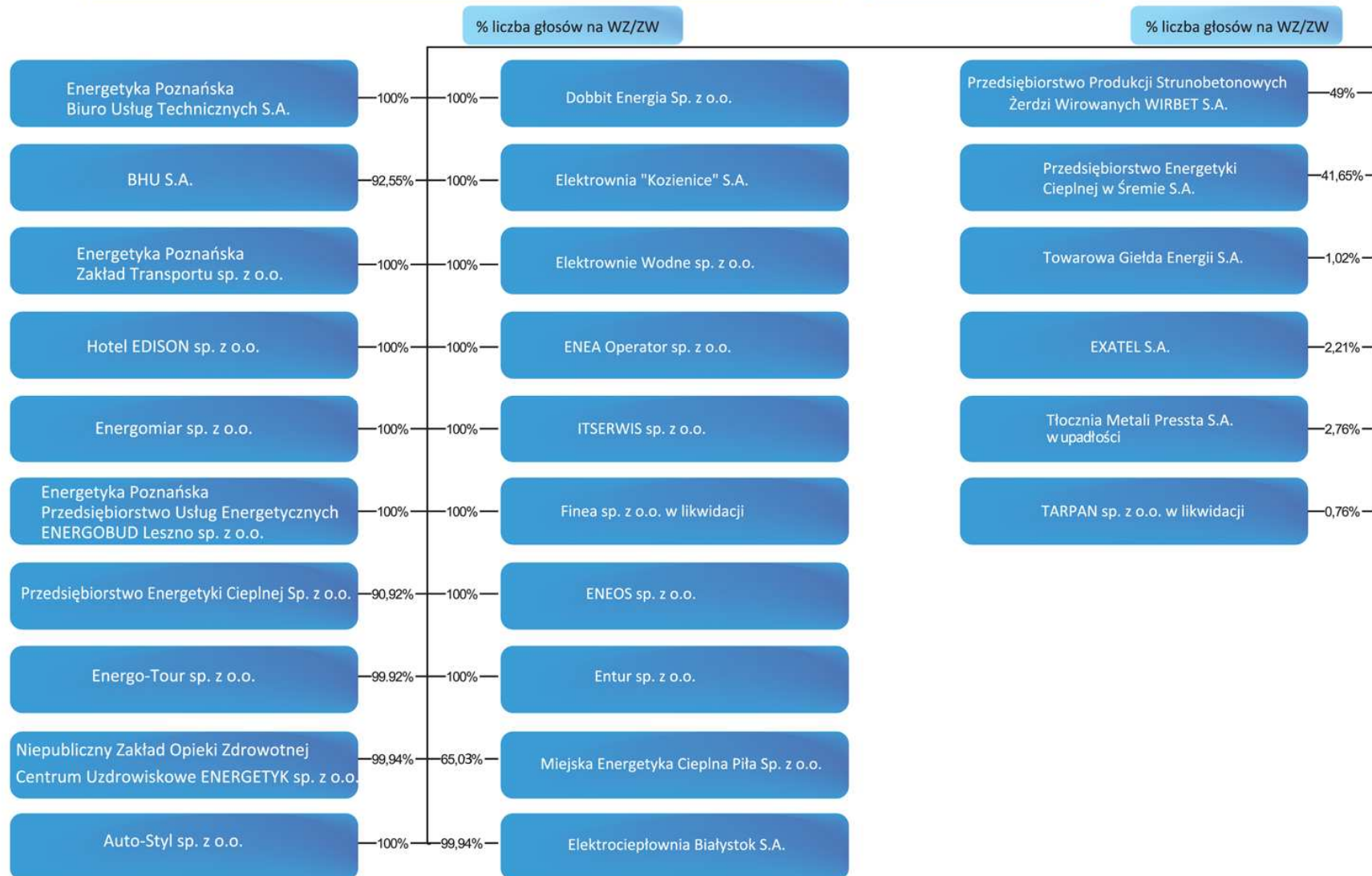
	<b>Nazwa i adres Spółki</b>	<b>Kapitał zakładowy [w tys. zł]</b>	<b>Udział ENEA S.A. - wartość nominalna [w tys. zł]</b>	<b>Udział % ENEA .S.A. w kapitale zakładowym i prawie głosu</b>
1	Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A. ul. Chłapowskiego 51, 63-400 Ostrów Wlkp.	5 490,00	2 690,00	49,00
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie S.A. * ul. Staszica 6, 63-100 Śrem	16 470,00	6 860,00	41,65

\* Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie S.A. sprzedane w dniu 13 lipca 2011 r.



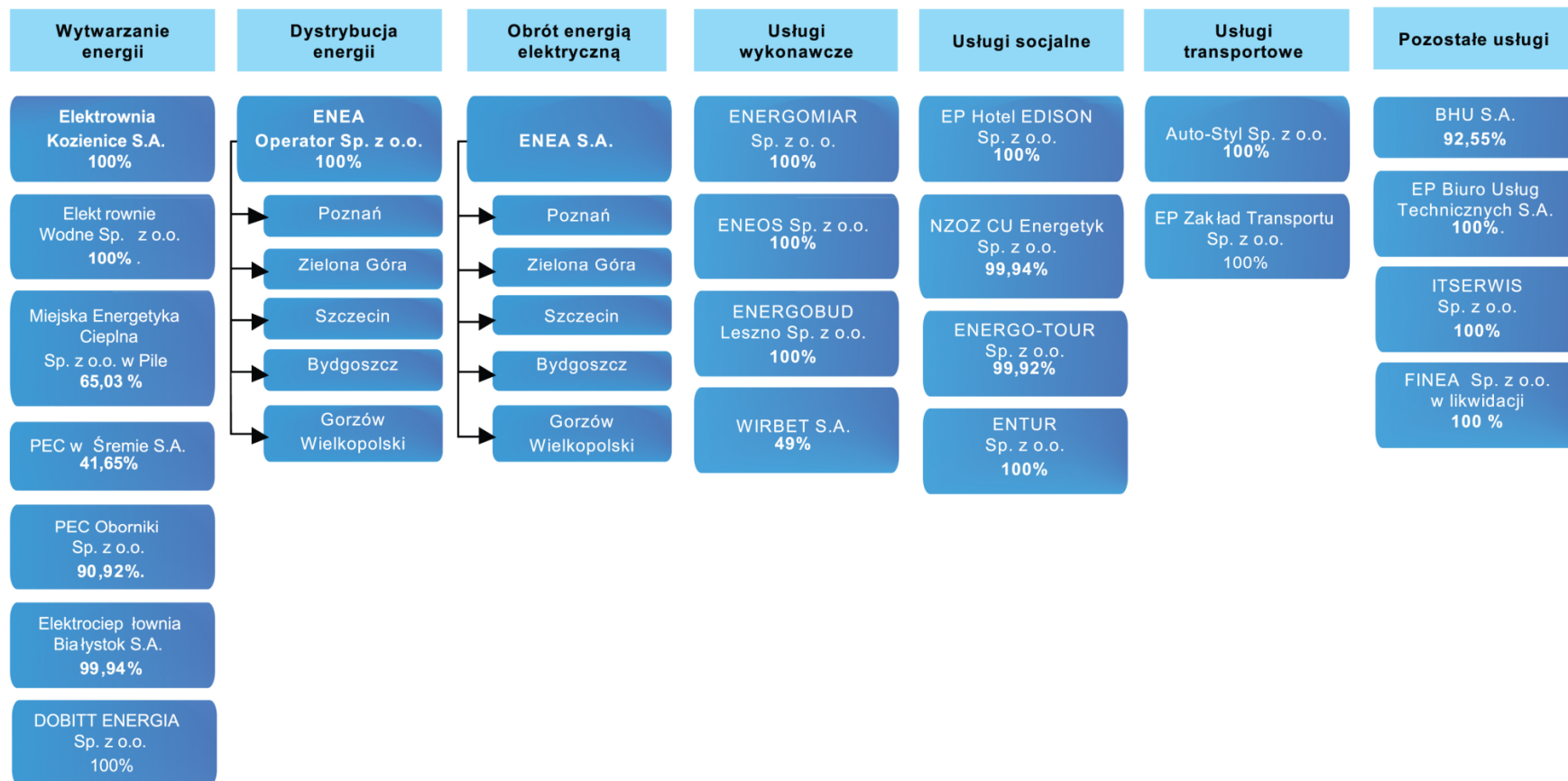
Struktura Grupy Kapitałowej ENEA na dzień 30 czerwca 2011 r.

ENEA S.A.





**Struktura Grupy Kapitałowej ENEA wg segmentów (stan na dzień 30 czerwca 2011 r.)**



## **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, największej w Polsce pod względem mocy osiągalnej, elektrowni opalanej węglem kamiennym.

Niezależnie od możliwości pozyskania dodatkowych mocy wytwórczych poprzez przejęcia istniejących podmiotów, planujemy zwiększenie naszych mocy wytwórczych, w tym na terenie Elektrowni Kozienice, gdzie do 2016 r. planujemy wybudowanie nowego bloku o łącznej mocy osiągalnej około 1.000 MW. Ponadto prowadzimy analizy w zakresie przygotowania budowy kolejnego bloku również o mocy około 1.000 MW na terenie Elektrowni Kozienice.

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/spótek 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”.

Ponadto w najbliższych latach planujemy nabywanie elektrociepłowni. Nabyte do tej pory przez nas ciepłownie mają być modernizowane i przekształcane w elektrociepłownie, w tym również w opalane biomasą, które będą wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w kogeneracji, co umożliwi nam uzyskanie dodatkowych świadectw pochodzenia energii. W sferze zainteresowań ENEA S.A. jest również akwizycja elektrowni wodnych.

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. Opis struktury głównych lokat i inwestycji kapitałowych.**

Realizując strategię Spółki w zakresie rozwoju Grupy Kapitałowej, ENEA dokonała w I półroczu 2011 r. następujących inwestycji kapitałowych:

- W dniu 27 grudnia 2010 r. NWZ BHU S.A. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 2.072.000,00 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 z pozbawieniem w całości prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy. W dniu 28 grudnia 2010 r. przyjęto ofertę objęcia akcji BHU S.A., przeniesiono prawo użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowej oraz prawa własności budynków.  
W dniu 21 stycznia 2011 r. podwyższony kapitał zakładowy BHU S.A. (z kwoty 14.303.100 zł o 2.072.000 zł do kwoty 16.375.100 zł) został zarejestrowany w KRS.
- W dniu 30 grudnia 2010 r. odbyło się NZW spółki Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o., na którym został podwyższony kapitał zakładowy spółki (przekazanie aportem infrastruktury ciepłowniczej w m. Gozdnica) o kwotę 773.000,00 zł (z 27.916.000 zł do 28.689.000 zł). Udziały w podwyższonym kapitale zakładowym zostały w całości objęte przez ENEA S.A. W dniu 24 lutego 2011 r. podwyższony kapitał zakładowy został zarejestrowany w KRS.
- W dniu 07 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 jedyne go wspólnika - spółkę ENEA S.A. i pokryte w całości wkładem pieniężnym. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła w dniu 28 lipca 2011 r.
- 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 MWel oraz właścicielem terenu przeznaczonego 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. Podwyższenie kapitału zakładowego oczekuje na rejestrację w KRS.
- W dniu 13 maja 2011 r. NZW spółki Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Obornikach, Uchwałę nr 1 wyraziło zgodę na odkupienie przez ENEA S.A. 1.234 udziałów pracowniczych za kwotę 1.275,00 złotych za 1 udział, w czterech transzach:
  - do 11 czerwca 2011 r. – I transza w ilości 314 udziałów,
  - do 11 czerwca 2012 r. – II transza w ilości 308 udziałów,
  - do 11 czerwca 2013 r. – III transza w ilości 297 udziałów,
  - do 11 grudnia 2013 r. – IV transza w ilości 315 udziałów.



W zakresie realizacji odkupienia pierwszej transzy udziałów ENEA S.A. nabyła 304 udziały pracownicze za kwotę 387.600,00 zł. Z I transzy pozostało do odkupienia przez ENEA S.A. 10 udziałów.

- 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.
- W dniu 13 lipca 2011 r. Enea S.A. sprzedała 6.860 (słownie: sześć tysięcy osiemset sześćdziesiąt) akcji w kapitale zakładowym spółki przedsiębiorstwo energetyki cieplnej w Śremie Spółka na rzecz spółki CENTROZAP S.A. z siedzibą w Katowicach. Tym samym ENEA S.A. nie jest już akcjonariuszem ww. Spółki.

#### **1.4. Opis zmian w organizacji oraz zasadach zarządzania Grupą Kapitałową.**

W I półroczu 2011 r. trwały przygotowania do przejęcia obsługi klientów w Grupie ENEA przez spółkę Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. Przeniesienie działalności w zakresie obsługi klientów na EP BUT S.A. oraz transfer pracowników ENEA S.A. stanowią 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 tej spółce kompetencji w zakresie obsługi, specjalizacji w tym obszarze oraz odpowiedzialności za jakość obsługi i satysfakcję klientów. W dniu 17 sierpnia 2011 r. nastąpiła rejestracja zmiany nazwy spółki na ENEA Centrum S.A.

W dniu 30 marca 2011 r. nastąpiło zarejestrowanie połączenia Spółek Elektrowni „Kozienice” S.A. (Spółka Przejmująca) ze spółką 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.

Celem połączenia jest wykorzystanie wieloletniego doświadczenia oraz potencjału, jakim dysponuje Elektrownia „Kozienice” S.A. w zakresie zarządzania majątkiem wytwórczym i prowadzenia inwestycji w nowe moce wytwórcze.

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. Działalność 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.



## Wytwarzanie

### Elektrownia „Kozienice” S.A.

Wytwarzaniem energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej ENEA zajmuje się 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/MW, a w I półroczu 2011 r. 870,026 kg/MW) oraz jednym z najniższych wskaźników zużycia węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej, który w I półroczu 2011 r. wynosił 0,401 Mg/MWh. Elektrownia Kozienice osiągnęła w I półroczu 2011 r. ogólną sprawność wytwarzania brutto 38,7%.

Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice w I półroczu w latach 2010/2011 r. w MWh brutto:

Energia elektryczna brutto wyprodukowana przez Elektrownię Kozienice (w MWh)		
okres	2010 r.	2011 r.
I półrocze	5 909 791,4	5 821 202,5

Elektrownia Kozienice wyprodukowała w I półroczu 2011 r. 5.821.202,500 MWh energii elektrycznej brutto. Jest to poziom nieznacznie niższy od produkcji osiągniętej w analogicznym okresie roku poprzedniego, kiedy Elektrownia wyprodukowała 5.909.791,400 MWh energii elektrycznej brutto. Niższa produkcja w I półroczu 2011 r. wynika ze zwiększenia się wolumenu transakcji handlowych sprzedaży energii elektrycznej w ramach obrotu energią elektryczną w porównaniu z analogicznym okresem roku 2010.

Od stycznia 2008 r. Elektrownia Kozienice rozpoczęła również wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych poprzez współspalanie biomasy z paliwem konwencjonalnym (węgiel kamienny). W I półroczu 2011 r. Elektrownia Kozienice rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 188.900,528 MWh. Dla porównania w I półroczu roku 2010 Elektrownia Kozienice rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 121.538,835 MWh. Porównując oba analogiczne okresy należy podkreślić wzrost o 55% ilości energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych.

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 I półroczu 2011 r. Elektrownia Kozienice zakupiła 104,5 tys. ton biomasy dla celów wytwarzania energii odnawialnej. W ujęciu pierwszego półrocza 2010/2011 r. zakup biomasy przedstawia się następująco:

Zakup biomasy przez Elektrownię Kozienice (w tys. ton)		
okres	2010 r.	2011 r.
I półrocze	65 928	104 547

Produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii umożliwia instalacja do współspalania biomasy stałej. Na 2011 r. zaplanowano zakończenie budowy instalacji do współspalania biomasy płynnej. W I półroczu 2011 r. do spalania wykorzystano 104.505,3 Mg biomasy.

Taka ilość spalanej biomasy skutkuje „uniknięciem emisji” dwutlenku węgla w wysokości 174.134,11 Mg.



Ilość spalonej biomasy przez Elektrownię Kozienice (w Mg)		
okres	2010 r.	2011 r.
I półrocze	65 936	104 505,3

Dzięki wykonanej modernizacji części nisko – prężnej turbin na blokach 200 MW i 500 MW oraz części wysoko – prężnej turbin na blokach 500 MW skutecznie ograniczyliśmy jednostkowe zużycie węgla, a tym samym zredukowaliśmy emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery.

Ilość energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych i kogeneracji z podziałem na certyfikaty w Elektrowni Kozienice w I półroczu w latach 2010/2011 r., kształtowała się następująco:

	Energia z OZE Zielone certyfikaty [MWh]	Energia z kogeneracji Czerwone certyfikaty [MWh]
I półrocze 2010 r.	121 538,835	38 701,368
I półrocze 2011 r.	188 900,528	35 310,906

#### **Elektrownie Wodne Sp. z o.o.**

Wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zajmuje się także nasza spółka zależna – Elektrownie Wodne Sp. z o.o. Ilości energii wytworzonej z 21 elektrowni wodnych, wprowadzonej do sieci oraz uzyskanych z tego tytułu zielonych certyfikatów w I półroczu 2010/2011 r. przedstawiała się następująco:

	Energia wytworzona z OZE, za które Elektrownie Wodne otrzymują zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii (MWh)	Energia wprowadzona do sieci (MWh)
I półrocze 2010 r.	74 353,563	73 424,187
I półrocze 2011 r.	91 447,049	90 013,440

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 22,5 MW, w ramach realizacji którego zabezpieczono grunty, dokonano 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 dla etapu I o mocy 10 MW. Do końca br. planowane jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach na realizację przedsięwzięcia.

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 22,5 MW oraz potencjalnego



projektu typu "greenfield" o mocy 30 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. Po przeprowadzeniu badania due diligence, wycenie oraz negocjacjach cenowych w dniu 30 marca 2011 r. zawarto umowę zakupu tej inwestycji. Złożono również niewiążące oferty zakupu projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 84 MW, posiadających prawomocne pozwolenia na budowę i przewidzianych do realizacji w latach 2011-12. W III kw. br. planowany jest powrót do rozmów w sprawie projektu o mocy 102 MW, wcześniej zawieszonych ze względu na możliwe zmiany właścicielskie w spółce posiadającej wyłączne prawa do tego projektu.

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 I półroczu w latach 2010/2011:

	<b>Wielkość produkcji energii i ilość świadectw pochodzenia energii( MWh)</b>
I półrocze 2010 r.	4 086,744
I półrocze 2011 r.	4 462,952

Wielkość produkcji ze sfinalizowanej transakcji zakupu elektrowni wiatrowej 6MW :

	<b>Wielkość produkcji energii i ilość świadectw pochodzenia energii( MWh)</b>
I półrocze 2011 r.	5 354,213

### **Elektrociepłownia Białystok S.A.**

Elektrociepłownia Białystok S.A. jest największym producentem energii elektrycznej i ciepłej w województwie podlaskim. Od 1993 r. przedsiębiorstwo funkcjonowało jako Jednoosobowa Spółka Skarbu Państwa. Aktualnie Elektrociepłownia Białystok jest Spółką Akcyjną, w której 99,94% akcji należy do ENEA S.A. Pozostałe 0,06% należy do osób fizycznych (pracowników, byłych pracowników lub ich spadkobierców).

Podstawowym celem działalności EC Białystok S.A. jest produkcja energii elektrycznej dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz produkcja ciepła w postaci gorącej wody do odbiorców komunalnych i pary technologicznej do przemysłu.

Podstawowymi jednostkami produkcji energii elektrycznej i ciepła są trzy bloki ciepłownicze o łącznej mocy cieplnej 505,2 MWt oraz osiągalnej mocy elektrycznej 165,7 MWe. 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 Spółka z o.o.

W gospodarce skojarzonej, 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 (w GJ)		
okres	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.
Woda	1 994 951	1 866 103
Para	217 606	213 278

### Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej

Proces produkcji energii w Elektrociepłowni Białystok S.A. 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.

Sprawność przetwarzania energii chemicznej paliwa na energię użytkową wynosi ponad 80 %.

Sprawność (w %)		
okres	2010 r.	2011 r.
I półrocze	85,62	85,41

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

Produkcja energii elektrycznej (w MWh)		
okres	2010 r.	2011 r.
I półrocze	239 830	289 282
Sprzedaż energii elektrycznej (w MWh)		
okres	2010 r.	2011 r.
I półrocze	203 174	250 321





### Zużycie Paliw

Do wytwarzania energii Elektrociepłownia Białystok S.A. wykorzystuje węgiel energetyczny w postaci mialu oraz od roku 2008 - biomasę.

Roczne zapotrzebowanie na paliwa wynosi ok. 270 tys. ton biomasy oraz ok. 220 tys. ton węgla.

Ze względu na remont kapitalny turbiny TZ1 i wyłączenie kotła biomasowego z ruchu, zużycie biomasy w I półroczu 2010 r. było mniejsze od zużycia w analogicznym okresie bieżącego roku.

Podstawowe rodzaje stosowanej do produkcji energii biomasy:

- zrębki leśne
- zrębki z wierzby energetycznej
- pelet z łuski słonecznika

Zużycie paliw (w Mg)		
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.
Węgiel [Mg]	119 839	122 061
Olej [Mg]	255	313
Biomasa [Mg]	98 482	137 871

### Prawa majątkowe OZE i CHP

W 2008 r. Elektrociepłownia Białystok S.A. 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 - koniec 2012 r.

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

	Energia z OZE Zielone certyfikaty [MWh]	Energia z kogeneracji Czerwone certyfikaty [MWh]
I półrocze 2010 r.	55 679	239 830
I półrocze 2011 r.	92 537	289 282

### Akumulator ciepła

Akumulator ciepła będzie kolejnym, obok turbiny TZ4 i układu zrzutu ciepła, elementem infrastruktury produkcyjnej Elektrociepłowni Białystok S.A. pozwalającym na uniezależnienie wytwarzania energii elektrycznej w blokach z turbinami ciepłowniczymi od chwilowego zapotrzebowania na ciepło. Będący aktualnie na ukończeniu akumulator energii, pozwoli na zwiększenie produkcji energii elektrycznej w godzinach szczytowych. Ponadto, praca akumulatora wpłynie na poprawę efektywności produkcji poprzez zwiększenie sprawności wytwarzania oraz przyczyni się do redukcji zużycia paliw a także emisji szkodliwych substancji.



### Ochrona środowiska

Elektrociepłownia Białystok S.A., jak przystało na firmę znajdującą się na terenie Zielonych Płuc Polski, prowadzi swoją działalność zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami - jest posiadaczem certyfikatu potwierdzającego funkcjonowanie zgodne z normą ISO 9001:2000 i 14001. Elektrociepłownia Białystok S.A. od szeregu lat, w miarę posiadanych środków, prowadzi szereg prac mających na celu minimalizację ujemnego wpływu na środowisko w zakresie: emisji pyłów i gazów, emisji hałasu, poboru wody i odprowadzania ścieków, gospodarowania odpadami.

Wielkość emisji [Mg]		
Zanieczyszczenie	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.
PYŁ	64,509	40,227
SO <sub>2</sub>	780,551	772,77
NO <sub>2</sub>	754,213	731,689
CO	98,446	129,35
CO <sub>2</sub> (ze spalania węgla i oleju)	267 885	266 149

### Pozostałe źródła

Ponadto w zakresie prac związanych z uzyskaniem energii ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji w MEC Piła (spółce należącej do Grupy Kapitałowej ENEA) wykonano projekt pt. „Budowa Bloku Kogeneracyjnego na biomasę w technologii ORC na Kotłowni Rejonowej KR-Koszyce w Pile”. Obecnie trwa procedura wyboru wykonawcy, który wybuduje Blok Kogeneracyjny. Inwestycja ma być dofinansowana 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. Turbogenerator ORC o mocy cieplnej 7.95 MWt i elektrycznej 1.67 MWe, zasilany kotłem opalany biomasą (zrębki drzewne) będzie produkował energię elektryczną i ciepłą ze źródeł odnawialnych, w skojarzeniu spełniającym wymogi wysokosprawnej kogeneracji. Przewidywany termin zakończenia budowy tego bloku będącego kolejnym źródłem pozyskiwania świadectw pochodzenia energii w Grupie Kapitałowej ENEA to koniec 2013 r.

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 br. Obecnie trwają prace ziemne, oraz związane z zaopatrzeniem budowy w wodę, energię elektryczną i drogi tymczasowe.

Podjęcie działań w zakresie zwiększenia wolumenu produkcji energii elektrycznej w oparciu o odnawialne źródła energii jest dla Grupy o tyle istotne, iż 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. Więcej informacji nt. temat znajduje się w raportach rocznych ENEA S.A.



## **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. Działa w północno-zachodniej części Polski (województwa wielkopolskie, zachodnio-pomorskie, lubuskie, kujawsko-pomorskie oraz w niewielkiej części, dolnośląskie i pomorskie), na obszarze pokrywającym się z obszarem działania ENEA S.A. Sieć dystrybucyjna ENEA Operator obejmuje swym zasięgiem obszar około 20% powierzchni kraju. Spółka dysponuje liniami energetycznymi o długości 109.796 km (wraz z przyłączami 127.544 km). Ponadto Spółka dysponuje 34.804 stacjami transformatorowymi o łącznej mocy 14.035 MVA (przedmiotowe informacje są danymi na dzień 31 grudnia 2010 r. - ENEA Operator opracowuje je w cyklu rocznym, w formie sprawozdań na potrzeby Agencji Rynku Energii).

W dniu 2 lutego 2011 r. podpisany został pomiędzy Emitentem, a ENEA Operator Sp. z o.o. aneks do umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, o zawarciu której Emitent informował w raporcie bieżącym nr 6/2010 z dnia 15 stycznia 2010 r. Zawarta w dniu 14 stycznia 2010 r. umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej ma na celu zapewnienie świadczenia oraz ustalenie zasad wykonywania usług dystrybucji w celu realizacji umów kompleksowych oraz umów sprzedaży zawartych przez Emitenta z odbiorcami przyłączonymi do sieci ENEA Operator Sp. z o.o. Aneks ustalił planowane z tytułu świadczenia usług dystrybucji w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2011 r. płatności na łączną kwotę 1.8 mld zł netto. Wskazana kwota płatności może być korygowana, o ile wystąpią rozbieżności pomiędzy kwotą wynikającą z faktur, a faktycznie należnym wynagrodzeniem. O zawarciu aneksu, o którym mowa powyżej Spółka informowała w raporcie bieżącym nr 10/2011 z dnia 3 lutego 2011 r.

## **Obrót**

W I półroczu 2011 r. w ramach naszej Grupy Kapitałowej hurtowy obrót energią elektryczną oraz sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym należał w znacznej części do ENEA S.A. W I półroczu 2011 r. całkowita sprzedaż w ramach obrotu energią wyniosła 7.976,6 GWh, w tym sprzedaż odbiorcom detalicznym wyniosła 7.530,8 GWh. Liczba odbiorców detalicznych według stanu na dzień 30 czerwca 2011 r. to około 2,4 miliona firm oraz gospodarstw domowych.

ENEA S.A. z uwagi na niewielką ilość generacji lokalnej na obszarze ENEA Operator Sp. z o.o., pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną swoich klientów prawie w całości na hurtowym rynku energii elektrycznej. W I półroczu 2011 r. zdecydowaną większość hurtowego zakupu energii elektrycznej stanowiły transakcje zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A. i rozliczane przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. (IRGiT S.A.). 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*). Pozostałą część energii ENEA S.A. nabywała od przedsiębiorstw obrotu i wytwórców (w tym także z wykorzystaniem działających platform brokerskich).

W I półroczu 2011 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. sprzedała wytworzoną przez swoje jednostki energię elektryczną na Towarowej Giełdzie Energii, co stanowiło 93,14 % sprzedanej produkcji. W I półroczu 2011 r. całkowita sprzedaż Elektrowni Kozienice w ramach obrotu i wytwarzania energią wyniosła 6,5 TWh, w tym sprzedaż odbiorcom detalicznym 0,5 MWh, a sprzedaż w ramach posiadanej koncesji na obrót energią elektryczną 756,2GWh.



## 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 oraz 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, ochrona zdrowia).

## 2.2. Rynki zbytu.

Portfel klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną jest w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Według stanu na dzień 30 czerwca 2011 r. ENEA S.A. świadczyła usługi kompleksowe (obejmujące sprzedaż energii elektrycznej i świadczenie usługi dystrybucji) albo sprzedawała energię elektryczną około 2,1 mln klientom indywidualnym oraz około 0,3 mln klientom biznesowym.

W I półroczu 2011 r. przychód ze sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców wyniósł około 2,2 % łącznych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców około 11,4 %.

### Sprzedaż odbiorcom końcowym.

Oferujemy swoim klientom 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. Okres wypowiedzenia w umowach kompleksowych zawartych na czas nieokreślony najczęściej ustalany jest na jeden miesiąc, rzadziej na dwa, trzy lub sześć miesięcy.

#### **Sprzedaż pozostałym odbiorcom.**

ENEA S.A. uczestnicząc w krajowym obrocie energią elektryczną realizuje również sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym, w tym m.in. w ramach Towarowej Giełdy Energii, oraz innym przedsiębiorstwom obrotu. Wolumen hurtowej sprzedaży energii wynika przede wszystkim z naszych działań zmierzających do zoptymalizowania (w każdej godzinie doby handlowej) kosztów pokrycia prognozowanego zapotrzebowania klientów Spółki na energię elektryczną, przy równoczesnym ograniczeniu ryzyka ekspozycji Spółki na rynku bilansującym.

#### **Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym.**

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

Wyszczególnienie	Sprzedaż energii [MWh]		
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.	Dynamika [%]
Zespół grup taryfowych A	824 162	1 004 519	121,9
Zespół grup taryfowych B	3 076 463	2 568 846	83,5
Zespół grup taryfowych C	1 836 013	1 624 186	88,5
Zespół grup taryfowych G	2 345 604	2 333 247	99,5
<b>RAZEM</b>	<b>8 082 242</b>	<b>7 530 798</b>	<b>93,2</b>

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

Wyszczególnienie	Przychody ze sprzedaży energii odbiorcom końcowym [w tys. zł]		
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.	Dynamika [%]
Zespół grup taryfowych A	193 116,8	231 703,8	120,0
Zespół grup taryfowych B	810 715,7	678 861,7	83,7
Zespół grup taryfowych C	539 952,4	477 355,4	88,4



Zespół grup taryfowych G	572 179,2	615 969,9	107,7
<b>RAZEM</b>	<b>2 115 964,1</b>	<b>2 003 890,8</b>	<b>94,7</b>

### 2.3. Rynki zaopatrzenia.

#### **Zakup i sprzedaż energii przez ENEA S.A.**

W I półroczu 2011 r. znaczącą część sprzedawanej przez ENEA S.A. energii elektrycznej stanowiła energia elektryczna nabywana na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Pozostałą część energii ENEA S.A. nabywała na podstawie umów dwustronnych (z wytwórcami, przedsiębiorstwami obrotu i na platformach obrotu. Ponadto ENEA zawierała transakcje o charakterze arbitrażowym na poszczególnych segmentach rynku.

#### **Sprzedaż energii przez Elektrownie Kozienice.**

Od dnia 9 sierpnia 2010 r. Elektrownia Kozienice jest zobowiązana do sprzedaży co najmniej 15 % wytworzonej energii elektrycznej poprzez Giełdę Energii – do czego obliguje ją art. 49 a ust. 1 Prawo energetyczne. W ramach realizacji tego obowiązku sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii, w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 30 czerwca 2011 r. stanowiła około 93,01 % wszystkich zawartych kontraktów. Narastająco wartość sprzedanej przez Elektrownię Kozienice energii elektrycznej netto na Towarowej Giełdzie Energii od dnia 6 maja 2010 r. do dnia 30 czerwca 2011 r. wyniosła 4.011.945.965,85 zł.

#### **Zakup usług przesyłowych od PSE Operator.**

W roku I półroczu 2011 r. ENEA Operator Sp. z o.o. dokonała zakupu usług przesyłowych od PSE Operator Sp. z o.o.

#### **Zaopatrzenie w węgiel.**

Głównym dostawcą węgla kamiennego do Elektrowni jest spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która dostarczyła w I półroczu 2011 r. w przybliżeniu 1,47 mln ton, co stanowi blisko 58 % zakupionego surowca w ujęciu ilościowym. Ponadto Elektrownia w zakresie dostaw węgla energetycznego współpracuje z Katowickim Holdingiem Węglowym S.A.; Jastrzębską Spółką Węglową S.A.; Kompanią Węglową S.A. Jedynym dostawcą paliwa rozpałkowego do Elektrowni „Kozienice” S.A. w I półroczu 2011 r. był PKN Orlen S.A. Dostarczane paliwo, to ciężki olej opałowy o zawartości siarki do 3%.

#### **Transport węgla.**

W zakresie transportu węgla kamiennego jesteśmy uzależnieni od jednego przewoźnika kolejowego. Opis ryzyk związanych z uzależnieniem od jednego przewoźnika kolejowego opisany został w pkt 3.14 poniżej.

### 2.4. Informacje o zawartych umowach.

#### **2.4.1. Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA.**

Umowy na dostawy węgla kamiennego (zawarte w I półroczu 2011 r.).

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

Okres obowiązywania Umowy: 1 kwietnia 2011 r. – 30 września 2011 r. Przedmiotem w/w Umowy są dostawy węgla energetycznego o określonych parametrach jakościowych, dokonane w okresie obowiązywania umowy, realizowane z kopalni należących do KW S.A. Umowa określa cenę, wielkość podstawową dostaw, tolerancję dostaw, parametry graniczne węgla po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia może zastosować naliczenie kar umownych, sposób przewozu, sposób rozliczeń oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla. Jakość węgla badana jest przez Polcargos International Sp. z o.o., w ramach zawartego Porozumienia między Elektrownią, Polcargos i Kompanią Węglową. Każda ze stron może naliczyć



drugiej Stronie kary umowne za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie umowy. Ceny węgla nie są indeksowane, lecz corocznie negocjowane. Negocjacje odbywają się przed zawarciem nowych kontraktów, a wyniki negocjacji uzależnione są od sytuacji na rynku węglowym i energetycznym. Umowa zawiera klauzulę, która umożliwia w przypadku znaczących zmian warunków gospodarczych lub otoczenia prawnego, wystąpienie każdej ze Stron o podjęcie rozmów re negocjacyjnych, celem dostosowania zapisów Umowy.

***Umowa sprzedaży węgla energetycznego nr 1/DH/SE/2011 z dnia 14 stycznia 2011 r. zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice, a Jastrzębską Spółką Węglową S.A.***

Przedmiotem umowy jest sprzedaż i dostawa węgla przez Jastrzębską Spółkę Węglową S.A. na rzecz Elektrowni Kozienice S.A. Ceny i szczegółowe warunki oraz wielkości dostaw negocjowane są każdorazowo przy podpisywaniu umów. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia. Umowa została zawarta na okres od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2011 r. Umowa określa cenę węgla, warunki dostaw i odbioru węgla, ilości dostaw w 2011 r. wraz z tolerancją dopuszczalnych odchyleń, parametry jakościowe wraz z parametrami granicznymi, po przekroczeniu których (w rozliczeniu miesięcznym) Elektrownia może zastosować naliczenie kary umownej; sposób przewozu, sposób rozliczeń oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla.

***2.4.2. Informacje o istotnych transakcjach z podmiotami powiązanymi.***

Spółka zawierała w przeszłości i zamierza zawierać w przyszłości transakcje z podmiotami powiązanymi.

W naszej Grupie zawierane są następujące transakcje z podmiotami powiązanymi:

- 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 powiązanymi zawierane są na warunkach rynkowych i stosowane w nich ceny nie odbiegają od cen stosowanych w transakcjach z podmiotami niepowiązanymi.

***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 powiązanymi znajdują się w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA. za I półrocze 2011 r., nota nr 24.

***2.4.3. Zaciągnięte i wypowiedziane umowy kredytów i pożyczek.***

ENEA S.A. w I półroczu 2011 r. posiadała pięć otwartych linii kredytów obrotowych: dwa kredyty w BZ WBK S.A. i analogicznie w Pekao S.A., ponadto limit kredytowy w PKO BP S.A.

Łączny niewykorzystany limit z tytułu kredytów obrotowych na dzień 30 czerwca 2011 r. wynosił 100.000 tys. zł, przy czym na dzień 30 czerwca 2011 r. Spółka nie posiadała zadłużenia z tego tytułu.

W trakcie I półrocza 2011 r. ENEA S.A. nie korzystała z kredytów obrotowych na finansowanie bieżącej działalności, jedynie dokonywała ciągłych w przypadku chwilowego zapotrzebowania na środki pieniężne. Spółka nie zaciągała kredytów pod zastaw, hipotekę, przewłaszczenie aktywów trwałych lub przewłaszczenie zorganizowanej części przedsiębiorstwa.

Zgodnie z podpisanymi umowami kredytowymi, zabezpieczeniem otwartych linii kredytowych są: pełnomocnictwa do rachunków bieżących w bankach, w których ENEA S.A. posiada rachunki bieżące oraz oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji. Spółki zależne na dzień 30 czerwca 2011 r. posiadają zaciągnięte kredyty w kwocie 90.327 tys. zł.

Spółki zależne na dzień 30 czerwca 2011 r. posiadają zaciągnięte pożyczki na kwotę 34.297 tys. zł.

Kredyty kontynuowane przez ENEA S.A. w 2011 r. przedstawia poniższa tabela.



I.p.	Kredytodawca	Kwota udzielonego kredytu [w tys. zł]	Koszty kredytu [w tys. zł]	Zadłużenie z tytułu kredytów na dzień 30.06.2011 r. tys. zł	Data początkowa	Data zakończenia	Okres spłaty
<b>Kredyty obrotowe zaciągnięte przez ENEA S.A.</b>							
1	PKO BP S.A.	50 000,00	0,00	0,00	2006.04.25	x	5 lat od momentu pierwszego wykorzystania kredytu
2	Bank Pekao S.A.	10 000,00	0,0	0,00	2007.04.12	2011.11.17	2011.11.17
3	Bank Zachodni WBK S.A.	40 000,00	2,8	0,00	2007.04.12	2011.11.17	2011.11.17
<b>RAZEM</b>			2,8	0,00			

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

	Kredytodawca	Waluta kredytu	Rodzaj Kredytu	Kwota udzielonego kredytu [w tys. zł]	Koszty kredytu [w tys. zł]	Wysokość stopy procentowej	Zadłużenie z tytułu kredytów na dzień 30.06.2011 tys. zł	Data początkowa	Data zakończenia	Okres spłaty
<b>Umowy kredytowe</b>										
Auto Styl	Volkswagen Bank Polska	PLN	Odnawialny	5 500,0	83,7	WIBOR 3M + 3,5	2576,2	31.03.2011	31.03.2012	1 rok
Auto Styl	Volkswagen Bank Polska	PLN	Odnawialny	700,0	0,0	WIBOR 3M + 2,5	0,0	30.06.2011	30.06.2012	1 rok

#### **2.4.4. Udzielone pożyczki.**

W okresie I półrocza 2011 r, zarówno jednostka dominująca jak i spółki zależne Grupy Kapitałowej nie udzielały pożyczek.

W I półroczu 2011 r. Grupa Kapitałowa ENEA nie udzielała żadnych poręczeń i gwarancji.

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych przez ENEA S.A. poręczeń i gwarancji na dzień 30 czerwca 2011 r. wynosi 195,3 tys. zł. Szczegółowe informacje dotyczące poręczeń i gwarancji zawierają tabele umieszczone poniżej. 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.)





Stan otrzymanych gwarancji na dzień 30 czerwca 2011 r. przedstawia poniższa tabela:

Lp.	Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenie	Rodzaj umowy	Forma zabezpieczenia	Kwota zabezpieczenia udzielona
1.	14-12-2010	13-12-2011	RONDO PROPERTY INVESTMENT Sp. z o.o. w Warszawie	umowa najmu pomieszczeń	gwarancja bankowa	25,4 tys. EUR oraz kwota 20,4 tys. PLN
2.	19-01-2011	17-11-2011	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	celem zabezpieczenia wniesienia 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. PLN	40.000 tys. PLN

Stan udzielonych poręczeń i gwarancji na dzień 30 czerwca 2011 r. przedstawia poniższa tabela:

L.p.	Data udzielenia poręczenia/gwarancji	Data obowiązywania poręczenia/gwarancji	Podmiot, za który udzielono poręczenia/gwarancji	Podmiot, na rzecz którego udzielono poręczenia/gwarancji	Numer umowy	Kwota poręczenia/gwarancji	Realne zadłużenie na 30.06.2011 r. [w tys. zł]
1.	Celem spełnienia ustawowego warunku dla uzyskania licencji na prowadzenie zarobkowej działalności transportowej						
	26-08-2003	31-08-2017	EP Zakład Transportu Sp. z o.o.	Wydział Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Poznaniu	Oświadczenie Poręczyciela z dnia 02.09.2003	195,3 tys. zł 49 tys. EUR*	-
<b>Suma:</b>						<b>195,3 tys. zł</b>	-

\*Średni kurs EUR na 30 czerwca 2011 r. wyniósł 3,9866 tabela NBP nr 125/A/NBP/2011 z dnia 2011-06-30

Zdarzenia zaistniałe po dacie bilansowej:

W dniu 22 lipca 2011 r. ENEA S.A. podpisała aneks do umowy kredytu obrotowego z BZ WBK S.A. zwiększając tym samym limit kredytu z kwoty 40.000 tys. zł do 90.000 tys. zł.

W dniu 27 lipca 2011 r. ENEA S.A. udzieliła poręczenia dla Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych S.A. na kwotę 50.000 tys. zł celem zabezpieczenia zobowiązań zaciągniętych przez Elko Trading Sp. z o.o., w związku z członkostwem w Giełdowej Izbie Rozrachunkowej i nabywaniem energii elektrycznej oraz praw majątkowych. Poręczenie zostało udzielone do dnia 31 lipca 2012 r.

#### Inne zobowiązania warunkowe udzielone przez ENEA S.A. na dzień 30.06.2011 r.

	Rodzaj zobowiązania	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenie	Wartość zabezpieczenia	Okres obowiązywania zabezpieczenia
1.	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 skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za I półrocze 2011 r. w nocie nr 28

#### **2.4.5. Program Emisji Obligacji**

W dniu 9 sierpnia 2011 r. ENEA S.A. (tu jako: Gwarant) zawarła z ENEA Operator Sp. z o.o. (tu jako: Emitent obligacji) i Instytucją Finansową (Agent Płatniczy i Depozytariusz) Umowę Programu Emisji Obligacji na kwotę 500.000.000 PLN (słownie: pięćset milionów złotych). W tym samym dniu ENEA S.A. (Gwarant) zawarła z ENEA Operator Sp. z o.o. (Emitent obligacji) Umowę Gwarancji. Powyższe umowy zostały zawarte na okres 10 lat.

Obligacje emitowane w ramach Programu Emisji Obligacji są obligacjami w rozumieniu Ustawy o obligacjach z dnia 29 czerwca 1995 r. (Dz. U. z 2001 r., nr 120, poz. 1300, z późn. zm.). Program Emisji Obligacji ustanowiony na podstawie w/w Umowy przewiduje wielokrotne emisje Obligacji dokonywane przez Emitenta obligacji w trybie skierowania propozycji nabycia obligacji do Gwaranta. Emitent obligacji będzie miał prawo emitować Obligacje w okresie 1 (jednego) roku od dnia zawarcia Umowy. Przedmiotem Umowy Gwarancyjnej jest zobowiązanie się Gwaranta do nabywania Obligacji emitowanych przez Emitenta obligacji w ramach Programu Emisji Obligacji. Obligacje emitowane w ramach Programu Emisji Obligacji są oprocentowane w oparciu o zmienną stopę procentową.

Środki pozyskane przez ENEA Operator Sp. z o.o. z emisji Obligacji, w ramach Programu Emisji Obligacji zostaną przeznaczone na sfinansowanie nakładów inwestycyjnych związanych z rozbudową i modernizacją infrastruktury energetycznej.

### **2.5. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA.**

#### **2.5.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w sprawozdaniu finansowym.**

##### **2.5.1.1. Wyniki finansowe.**

Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat

<b>Rachunek zysków i strat w tys. zł</b>	<b>I półrocze 2010 r.</b>	<b>I półrocze 2011 r.</b>	<b>Dynamika</b>	<b>Odchylenie</b>
<b>Przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>3 917 827</b>	<b>4 745 676</b>	<b>121,1%</b>	<b>827 849</b>
<b>Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>3 505 156</b>	<b>4 305 531</b>	<b>122,8%</b>	<b>800 375</b>
Pozostałe przychody operacyjne	23 495	56 358	239,9%	32 863
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	1 016	3 045	299,7%	2 029
Pozostałe koszty operacyjne	43 669	61 319	140,4%	17 650
<b>Zysk (strata) operacyjny</b>	<b>393 513</b>	<b>438 229</b>	<b>111,4%</b>	<b>44 716</b>



Koszty finansowe	19 357	8 037	41,5%	-11 320
Przychody finansowe	78 231	82 942	106,0%	4 711
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	4 500	8 459	188,0%	3 959
<b>Zysk (strata) przed opodatkowaniem</b>	<b>457 583</b>	<b>522 334</b>	<b>114,2%</b>	<b>64 751</b>
Podatek dochodowy	92 891	108 221	116,5%	15 330
<b>Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego</b>	<b>364 692</b>	<b>414 113</b>	<b>113,6%</b>	<b>49 421</b>
EBITDA	717 991	765 095	106,6%	47 104

Przychody ze sprzedaży netto Grupy wyniosły w okresie sprawozdawczym 4.745.676 tys. zł, co w stosunku do I półrocza 2010 r. stanowi wzrost o 827.849 tys. zł, a więc o 21,1%.

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

Wyszczególnienie	I półrocze 2010 r.		I półrocze 2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[w tys. zł]	%	[w tys. zł]	%		
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 498 164	63,8	3 262 877	68,8	130,6%	764 713
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 263 808	32,3	1 305 865	27,5	103,3%	42 057
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	52 505	1,3	46 773	1,0	89,1%	-5 732
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	57 298	1,4	91 605	1,9	159,9%	34 307
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	0,0	5 374	0,1	x	5 374
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	15 580	0,4	0	0,0	0,0%	-15 580



Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	30 472	0,8	33 182	0,7	108,9%	2 710
<b>Razem przychody ze sprzedaży netto</b>	<b>3 917 827</b>	<b>100,0</b>	<b>4 745 676</b>	<b>100,0</b>	<b>121,1%</b>	<b>827 849</b>

Na przychody Grupy składają się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które stanowią odpowiednio 68,8% i 27,5% przychodów ze sprzedaży.

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły w I półroczu 2011 r. 3.262.877 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 30,6%. Wynika to głównie ze wzrostu sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez Elektrownie Kozienice o 867.748 tys. zł. Jednocześnie zmniejszyły się przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ENEA S.A. o 112.073 tys. zł, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 551 GWh, przy wyższej średniej cenie sprzedaży o 1,6%. Dodatkowo osiągnięto mniejsze przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom o 29.003 tys. zł, co wynika głównie z mniejszej ilości sprzedanej energii o 174 GWh.
- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w I półroczu 2011 r. osiągnęły wartość 1.305.865 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 42.057 tys. zł. Wzrost tych przychodów był spowodowany przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 168 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 1,6%;
- Na obniżenie przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 5.732 tys. zł wpłynęło głównie mniejsza sprzedaż zrealizowana przez spółkę IT Serwis i Energobud Leszno, jednocześnie wzrosła sprzedaż materiałów i towarów w spółkach: BHU i Auto-Styl.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych usług o 34.307 tys. zł wynika ze zwiększenia przychodów z tego tytułu w spółkach: Energobud Leszno, IT Serwis, Energomiar, Energetyk oraz Eneos. Ponadto w pozycji tej ujęta została sprzedaż darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w Elektrowni Kozienice.
- Przychody ze sprzedaży energii cieplnej w I półroczu 2011 r. ukształtowały się na poziomie 33.182 tys. zł i stanowiły 0,7% przychodów ze sprzedaży. Wzrost tych przychodów o 2.710 tys. zł (dynamika 108,9%) spowodowany jest zakupem w dniu 1 czerwca 2011 r. EC Białystok i uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym jako spółki zależnej ENEA S.A. (dotychczas spółka stowarzyszona).
- Przychody z tytułu świadectw pochodzenia wyniosły w I półroczu 2011 r. 5.374 tys. zł i są to przychody zrealizowane przez EC Białystok.

W I półroczu 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży wyniosły 4.305.531 tys. zł i wzrosły o 22,8% w stosunku do roku poprzedniego.

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

Wyszczególnienie	I półrocze 2010 r.		I półrocze 2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[w tys. zł]	%	[w tys. zł]	%		
Amortyzacja	324 478	9,3	326 866	7,6	100,7%	2 388
Koszty świadczeń pracowniczych	481 334	13,7	463 892	10,8	96,4%	-17 442



Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	727 754	20,8	748 500	17,4	102,9%	20 746
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	1 359 393	38,8	2 124 106	49,3	156,3%	764 713
Usługi przesyłowe	344 837	9,8	355 351	8,3	103,0%	10 514
Inne usługi obce	172 504	4,9	181 588	4,2	105,3%	9 084
Podatki i opłaty	94 856	2,7	105 228	2,4	110,9%	10 372
<b>Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>3 505 156</b>	<b>100,0</b>	<b>4 305 531</b>	<b>100,0</b>	<b>122,8%</b>	<b>800 375</b>

W kosztach Grupy Kapitałowej główną pozycję stanowią koszty zakupu energii elektrycznej i zużycie materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które stanowią odpowiednio 49,3% i 17,4% kosztów uzyskania przychodów.

- Zakup energii na potrzeby sprzedaży wyniósł w I półroczu 2011 r. 2.124.106 tys. zł i zwiększył się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 56,3%, co spowodowane jest głównie zwiększeniem zakupu energii na rynku zewnętrznym. W I półroczu 2010 r. 61,8% przychodów ze sprzedaży energii Elektrowni Kozienice stanowiła sprzedaż w ramach kontraktów do ENEA S.A., natomiast obecnie wynosi 0. 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 5,7% w stosunku do I półrocza 2010 r.
- Koszty zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wyniosły w I półroczu 2011 r. 748.500 tys. zł i zwiększył się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 20.746 tys. zł, co wynika ze wzrostu kosztów zużycia biomasy o 20.667 tys. zł, w związku z wyższą produkcją z biomasy o 67 GWh oraz wyższym średnim kosztem biomasy (z transportem) o 7,8%. Dodatkowo zwiększeniu uległy koszty pozostałych materiałów (o 14.844 tys. zł), co wynika głównie z wyższych kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Jednocześnie zanotowano spadek kosztów zużycia węgla (o 26.224 tys. zł) na skutek niższej produkcji energii elektrycznej oraz obniżenia cen węgla (średnia cena rozchodowanego węgla uległa zmniejszeniu o 1,3%). Ponadto wzrost kosztów spowodowany jest zakupem w dniu 1 czerwca 2011 r. EC Białystok i uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym jako spółki zależnej ENEA S.A. (dotychczas spółka stowarzyszona).
- Koszty usług przesyłowych wyniosły w I półroczu 2011 r. 355.351 tys. zł i są wyższe w stosunku do roku ubiegłego o 10.514 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 I półroczu 2011 r. 181.588 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 9.084 tys. zł, co wynika przede wszystkim z poniesienia wyższych kosztów marketingowych, wyższych kosztów eksploatacji sieci oraz usług informatycznych.



- Koszty podatków i opłat wyniosły w I półroczu 2011 r. 105.228 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 10.372 tys. zł, co wynika głównie z poniesienia kosztów podatku od czynności cywilnoprawnych w związku z nabyciem EC Białystok i Elektrowni Wiatrowej Darżyno oraz wzrostu podatku od nieruchomości w związku ze zwiększeniem majątku sieciowego. Ponadto na odchylenie wpłynęło dokonane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za I półrocze 2010 r. umniejszenie kosztów podatków o PCC dotyczące wydzielenia działalności dystrybucyjnej, które zostały uwzględnione w całości w sprawozdaniu skonsolidowanym w 2007 r. Spółka ENEA Operator ujęła te koszty w swoich sprawozdaniach w latach 2007-2010.
- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w I półroczu 2011 r. 463.892 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do ubiegłego roku o 17.442 tys. zł, co wynika ze spadku rezerw na świadczenia pracownicze głównie rezerwy na ekwiwalent energetyczny o 15.821 tys. zł oraz rezerwy na nagrody jubileuszowe o 8.520 tys. zł. Jednocześnie w analizowanym okresie nastąpił wzrost średniej płacy o 3,4%, przy jednoczesnym spadku średniego zatrudnienia z 10.245,61 etatów w I półroczu 2010 r. do 10.225,45 etatów w I półroczu 2011 r.

W I półroczu 2011 r. Grupa Kapitałowa ENEA osiągnęła zysk operacyjny wynoszący 438.229 tys. zł, który był wyższy od wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego o 11,4%, tj. o 44.716 tys. zł, co spowodowane było wzrostem przychodów z działalności operacyjnej o 464.892 tys. zł, przy jednoczesnym wzroście kosztów operacyjnych o 408.650 tys. zł.

Skonsolidowany zysk przed opodatkowaniem, a więc po uwzględnieniu działalności finansowej i udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych, wyniósł w I półroczu 2011 r. 522.334 tys. zł i był wyższy o 64.751 tys. zł, to jest o 14,2% niż w roku ubiegłym. Wynika to głównie z osiągnięcia wyższego wyniku operacyjnego oraz z wyższego zysku na działalności finansowej o 16.031 tys. zł. Zysk netto wypracowany przez Grupę w I półroczu 2011 r. wyniósł 414.113 tys. zł i był wyższy od zysku osiągniętego w I półroczu 2010 r. o 49.421 tys. zł, tj. o 13,6%.

#### Wyniki na poszczególnych segmentach działalności:

Segmenty	I półrocze 2010 r.		I półrocze 2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[w tys. zł]	%	[w tys. zł]	%		
Obrót	138 928	35,3	102 859	23,5	74,0%	-36 069
Dystrybucja	180 656	45,9	189 485	43,2	104,9%	8 829
Wytwarzanie	126 274	32,1	211 201	48,2	167,3%	84 927
Pozostała działalność	11 225	2,9	6 619	1,5	59,0%	-4 606
Wyłączenia	-16 940	-4,3	-18 731	-4,3	110,6%	-1 791
Koszty nieprzypisane (koszty zarządu)	-46 630	-11,8	-53 204	-12,1	114,1%	-6 574
<b>Zysk (strata) operacyjny</b>	<b>393 513</b>	<b>100,0</b>	<b>438 229</b>	<b>100,0</b>	<b>111,4%</b>	<b>44 716</b>

**Spadek wyniku na segmencie obrotu** wynika ze spadku przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 551 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 1,6%, a średniej ceny zakupu o 5,7%.



Jednocześnie w I półroczu 2011 r. uwzględnione zostały szacunkowe koszty niezbilansowania energii elektrycznej w wysokości 40.081 tys. zł. Pierwszy szacunek niezbilansowania został uwzględniony w sprawozdaniu finansowym za 2010 rok. Niezbilansowanie zakupu ze sprzedażą (rozumianymi jako wolumeny wynikające z faktur) w poszczególnych miesiącach jest sytuacją normalną, wynikającą z dłuższych niż miesięczne okresy rozliczeniowe po stronie sprzedaży (dla zespołów grup taryfowych C1x oraz G) przy zasadniczo nie dłuższych niż jednomiesięcznych okresach rozliczeniowych po stronie zakupu. Od 1 stycznia 2010 r. wprowadzony został uproszczony model rozdzielenia jednostek ENEA i ENEA Operator powodujący, że jedynie dla roku różnica bilansowa jest różnicą faktur zakupu i sprzedaży, natomiast na poszczególne miesiące rozkładana jest proporcjonalnie do energii zapotrzebowanej obszaru sieci ENEA Operator. To właśnie powoduje w poszczególnych miesiącach niezbilansowanie.

**Wzrost wyniku na segmencie dystrybucji** spowodowany jest wzrostem sprzedaży usług dystrybucyjnych, co spowodowane zostało przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 168 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 1,6%;

**Wzrost wyniku na segmencie wytwarzania** spowodowane jest wzrostem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej przede wszystkim w obrocie oraz wzrostem przychodów z uzyskania świadectw pochodzenia energii w Elektrowni Kozienice. W I półroczu 2011 r. Elektrownia Kozienice zrealizowała niższą produkcję energii w porównaniu do roku poprzedniego a istotnie zwiększyła wolumen transakcji realizowanych w ramach obrotu energią elektryczną. W spółce Elektrownie Wodne wzrost produkcji energii elektrycznej (lepsze warunki hydrologiczne) oraz wzrost cen sprzedaży przełożył się na większe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody z tytułu świadectw pochodzenia.

**Spadek wyniku na segmencie pozostałej działalności** wynika z niższego wyniku osiągniętego przez spółki: IT Serwis, ENEOS i FINEA w likwidacji. Jednocześnie począwszy od I półroczu 2011 r. spółki sektora ciepłowniczego uwzględniane są w segmencie wytwarzania.

**Wzrost kosztów zarządu** wynika głównie z poniesienia wyższych kosztów usług obcych związanych z działalnością marketingową.

#### **2.5.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu.**

Skonsolidowany Bilans

Bilans aktywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	30 czerwca 2011 r.		
<b>Aktywa trwałe</b>	<b>8 737 868</b>	<b>9 046 839</b>	<b>103,5%</b>	<b>308 971</b>
Rzeczowe aktywa trwałe	8 308 650	8 678 883	104,5%	370 233
Użytkowanie wieczyste gruntów	29 208	71 809	245,9%	42 601
Wartości niematerialne	145 141	197 894	136,3%	52 753
Nieruchomości inwestycyjne	8 203	8 272	100,8%	69
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	170 220	11 502	6,8%	-158 718



Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	74 867	76 927	102,8%	2 060
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 411	1 377	97,6%	-34
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	168	175	104,2%	7
<b>Aktywa obrotowe</b>	<b>4 098 837</b>	<b>4 050 474</b>	<b>98,8%</b>	<b>-48 363</b>
Zapasy	242 058	316 285	130,7%	74 227
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	922 460	949 017	102,9%	26 557
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	1 819	1 494	82,1%	-325
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	250 934	479 563	191,1%	228 629
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 781 939	1 359 914	76,3%	-422 025
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	899 627	944 201	105,0%	44 574
<b>Razem aktywa</b>	<b>12 836 705</b>	<b>13 097 313</b>	<b>102,0%</b>	<b>260 608</b>

Bilans pasywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	30 czerwca 2011 r.		
<b>Razem kapitał własny</b>	<b>9 876 471</b>	<b>10 098 640</b>	<b>102,2%</b>	<b>222 169</b>
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	52 854	103,8%	1 932
Pozostałe kapitały	-22 110	-21 722	98,2%	388
Zyski zatrzymane	4 458 944	4 678 658	104,9%	219 714
Udziały mniejszości	23 897	24 032	100,6%	135
<b>Razem zobowiązania</b>	<b>2 960 234</b>	<b>2 998 673</b>	<b>101,3%</b>	<b>38 439</b>
Zobowiązania długoterminowe	1 373 976	1 423 626	103,6%	49 650
Zobowiązania krótkoterminowe	1 586 258	1 575 047	99,3%	-11 211
<b>Razem pasywa</b>	<b>12 836 705</b>	<b>13 097 313</b>	<b>102,0%</b>	<b>260 608</b>

Na dzień 30 czerwca 2011 r. suma bilansowa Grupy Kapitałowej ENEA wynosiła 13.097.313 tys. zł i zwiększyła się o 260.608 tys. zł, tj. o 2,0% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2010 r.

Aktywa trwałe na dzień 30 czerwca 2011 r. wyniosły 9.046.839 tys. zł i zwiększyły się do roku ubiegłego o 308.971 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).

Na koniec czerwca 2011 r. aktywa obrotowe ukształtowały się na poziomie 4.050.474 tys. zł i spadły w porównaniu do stanu na koniec 2010 r. o 48.363 tys. zł (o 1,2%). W aktywach obrotowych zmniejszeniu uległa pozycja aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, głównie w związku z zakupem akcji EC Białystok. Ponadto zwiększeniu uległy aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności w Elektrowni Kozienice, w związku z lokowaniem większej ilości środków pieniężnych 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 oraz należności z tytułu dostaw i usług, co spowodowane jest większym poziomem należności wewnątrz grupowych na koniec 2010 r.

Dominującym źródłem finansowania majątku Grupy jest kapitał własny, który na koniec czerwca 2011 r. wyniósł 10.098.640 tys. zł i był wyższy od stanu na koniec grudnia 2010 r. o 222.169 tys. zł tj. o 2,2%. Na odchylenie wpływa wypracowany zysk w I półroczu 2011 r. oraz wartość dywidendy dla akcjonariuszy.

Wartość zobowiązań długoterminowych Grupy wyniosła na dzień 30 czerwca 2011 r. 1.423.626 tys. zł i uległa zwiększeniu o 49.650 tys. zł tj. o 3,6% w relacji do stanu na koniec grudnia 2010 r. Wynika to głównie ze zwiększenia rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego i zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w związku z uwzględnieniem w sprawozdaniu EC Białystok. Ponadto zwiększeniu uległy kredyty i pożyczki w spółce Elektrownie Wodne, w związku z pożyczką z NFOŚiGW na budowę MEW Oborniki oraz rezerwy na przewidywane straty i potencjalne roszczenia w ENEA Operator.

Zobowiązania krótkoterminowe ukształtowały się na poziomie 1.575.047 tys. zł i zmniejszyły się o 11.211 tys. zł (o 0,7%) w porównaniu do stanu na koniec roku ubiegłego, głównie w związku ze spadkiem zobowiązań z tytułu bieżącego podatku dochodowego, zmniejszeniem rezerwy na przewidywane straty w ENEA Operator oraz zmniejszeniem rezerwy z tytułu opłaty za korzystanie ze środowiska w Elektrowni Kozienice. Jednocześnie wzrosły zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań, co związane jest większym



poziomem zobowiązań wewnątrz grupowych na koniec 2010 r. oraz nastąpił wzrost rezerw na świadczenia pracownicze w ENEA Operator.

### 2.5.1.3. Sytuacja pieniężna.

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych w tys. zł	Na dzień		Dynamika	Odchylenie
	30 czerwca 2010 r.	30 czerwca 2011 r.		
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	663 277	621 945	93,8%	-41 332
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-383 292	-555 782	145,0%	-172 490
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-188 160	-21 589	11,5%	166 571
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	91 825	44 574	48,5%	-47 251
<b>Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego</b>	<b>994 368</b>	<b>944 201</b>	<b>95,0%</b>	<b>-50 167</b>

Stan środków pieniężnych Grupy Kapitałowej ENEA na koniec czerwca 2011 r. wyniósł 944.201 tys. zł i był niższy o 50.167 tys. zł od poziomu osiągniętego na koniec czerwca 2010 r. (994.368 tys. zł).

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 621.945 tys. zł na koniec czerwca 2011 r. i są niższe o 41.332 tys. zł niż na koniec czerwca 2010 r. (663.277 tys. zł). Spadek ten spowodowany był przede wszystkim wzrostem zapasów, spadkiem rozliczeń dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych oraz pozostałych rezerw w porównaniu do zmian jakie miały miejsce w I półroczu 2010 r.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wyniosły -555.782 tys. zł na koniec czerwca 2011 r. i zmieniły się o 172.490 tys. zł w stosunku do końca czerwca 2010 r., które wyniosły -383.292 tys. zł. Spowodowane to było głównie zwiększeniem wartości nabycia rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły -21.589 tys. zł na koniec czerwca 2011 natomiast na dzień 30 czerwca 2010 r. -188.160 tys. zł. Zmiana w wysokości 166.571 tys. zł była spowodowana głównie wyższymi wydatkami związanymi z wypłatą dywidendy dla akcjonariuszy.



#### 2.5.1.4. Analiza wskaźnikowa

Wskaźniki finansowe

Wyszczególnienie	wykonanie	
	I półrocze 2010	I półrocze 2011
<b>WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI</b>		
<b>ROE - stopa zwrotu z kapitału własnego</b>		
<i>zysk (strata) brutto</i>	9,6%	10,3%
<i>kapitał własny</i>		
<b>ROA - stopa zwrotu z aktywów</b>		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	6,4%	6,7%
<i>aktywa całkowite</i>		
<b>Rentowność netto</b>		
<i>zysk (strata) netto</i>	9,3%	8,7%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
<b>Rentowność operacyjna</b>		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	10,0%	9,2%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
<b>Rentowność EBITDA</b>		
<i>zysk (strata) operacyjny + amortyzacja</i>	18,3%	16,1%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
<b>WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ</b>		
<b>Wskaźnik bieżącej płynności</b>		
<i>aktywa obrotowe</i>	3,1	2,6



<i>zobowiązania krótkoterminowe</i>		
<b>Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi</b>		
<i>kapitał własny</i>	114,6%	111,6%
<i>aktywa trwałe</i>		
<b>Wskaźnik zadłużenia ogólnego</b>		
<i>zobowiązania ogółem</i>	22,2%	22,9%
<i>aktywa całkowite</i>		
<b>WSKAŹNIKI AKTYWNOŚCI GOSPODARCZEJ</b>		
<b>Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach</b>		
<i>śr. stan należności z tyt. dostaw i usług netto i pozostałych x liczba dni</i>	43	35
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
<b>Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach</b>		
<i>śr. stan zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni</i>	59	51
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		
<b>Cykl rotacji zapasów w dniach</b>		
<i>śr. stan zapasów x liczba dni</i>	17	14
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		

W I półroczu 2011 r. Grupa Kapitałowa ENEA 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 I półrocza 2010 r. (18,3%).

Rentowność netto osiągnięta przez Grupę w I półroczu 2011 r. wyniosła 8,7% i zmniejszyła się w stosunku do rentowności uzyskanej w I półroczu 2010 r. o 0,6 punktu procentowego (9,3%).

Nastąpił wzrost efektywności działania Grupy mierzony wskaźnikami aktywności gospodarczej ROE i ROA. Wskaźnik ROE za I półrocze 2010 r. wyniósł 9,6% i uległ zwiększeniu do 10,3% za I półrocze 2011 r., co wynika z osiągnięcia wyższego zysku przed opodatkowaniem w I półroczu 2011 r. niż w roku ubiegłym. Wskaźnik ROA zwiększył się z 6,4% w I półroczu 2010 r. do 6,7% w I półroczu 2011 r., co jest konsekwencją osiągnięcia wyższego zysku operacyjnego.



Grupa Kapitałowa ENEA posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł w I półroczu 2011 r. 2,6. 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.

Obliczony na dzień 30 czerwca 2011 r. wskaźnik rotacji należności ukształtował się na niższym poziomie w porównaniu do ubiegłego roku i wyniósł 35 dni, natomiast cykl rotacji zobowiązań na dzień 30 czerwca 2011 r. osiągnął poziom 51 dni, a więc o 8 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 I półroczu 2011 r., czyli o 3 dni mniej niż w roku ubiegłym.

Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na koniec czerwca 2011 r. 22,9% natomiast wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 30 czerwca 2011 r. 111,6% (na dzień 30 czerwca 2010 r. 114,6%).

### **2.5.2. Prognozy wyników finansowych.**

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych za I półrocze 2011 r. oraz rok obrotowy 2011.

### **2.5.3. Zarządzanie zasobami finansowymi.**

ENEA S.A. dysponuje 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 wyspecjalizowane firmy zewnętrzne. Zgodnie z zawartymi umowami 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 I półroczu 2011 r. ENEA S.A. posiadała dostęp do kredytów obrotowych w BZ WBK S.A., w Pekao S.A. oraz w PKO BP S.A.

Łączny limit z tytułu wyżej wymienionych kredytów obrotowych na dzień 30 czerwca 2011 r. wynosił 100.000 tys. zł.

ENEA S.A. w trakcie I półrocza 2011 r. jedynie sporadycznie korzystała z kredytów obrotowych na finansowanie bieżącej działalności.

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

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

Łączny niewykorzystany limit z tytułu kredytów obrotowych Grupy Kapitałowej ENEA na dzień 30 czerwca 2011 r. wynosi 104.253 tys. zł.

Spółki zależne posiadające otwarte linie kredytowe:

Spółka	Bank	Limit (tys. zł)	Kwota wykorzystana na 30.06.2011 r.
BHU S.A.	BZ WBK S.A.	3 500	2 190
Hotel Edison Sp. z o.o.	BZ WBK S.A.	300	62



Auto-Styl Sp. z o.o.	Volkswagen Bank Polska	1 000	607
IT Serwis	BZ WBK	1 500	1 394

#### 2.5.4. Informacja o instrumentach finansowych.

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 ENEA S.A. można zidentyfikować następujące obszary występowania ryzyka:

- 1) *ryzyko kredytowe* – ryzyko kredytowe wiąże się z niewypełnieniem przez klienta lub kontrahenta będącego stroną instrumentu finansowego swoich kontraktowych zobowiązań. Główne czynniki mające wpływ na występowanie ryzyka kredytowego w przypadku Spółki to:
  - duża liczba drobnych odbiorców wpływająca na wzrost kosztów 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.

Zarząd stosuje politykę kredytową, zgodnie, z którą ekspozycja na ryzyko kredytowe jest monitorowana na bieżąco. Ocena wiarygodności kredytowej jest przeprowadzana w stosunku do wszystkich klientów wymagających kredytowania powyżej określonej kwoty.

Spółka monitoruje na bieżąco wysokość przeterminowanych należności, w uzasadnionych przypadkach występuje z roszczeniami prawnymi i dokonuje odpisów aktualizujących.

- 2) *ryzyko utraty płynności finansowej* – rozumiane jest jako ryzyko utraty lub ograniczenia zdolności do regulowania bieżących zobowiązań w toku normalnej działalności Spółki przy typowym dla jej działalności profilu przepływów pieniężnych (strukturalne ryzyko płynności) jak i wystąpienia nieprzewidzianych co do terminu i wielkości wydatków w konsekwencji nadzwyczajnych lub nietypowych wydarzeń. Spółka zarządza ryzykiem płynności dopasowując profil dostępności rezerwy płynności, tj. wielkości i terminów dostępnych środków pieniężnych do profilu zapotrzebowania na środki pieniężne wynikającego z charakterystyki przepływów pieniężnych zapewniając jednocześnie dostępność środków na wypadek wystąpienia niespodziewanych wydatków. .

Zarządzanie płynnością Spółki koncentruje się na szczegółowej analizie spływu należności, bieżącym monitoringu rachunków bankowych jak również bieżącej koncentracji środków pieniężnych na rachunki skonsolidowane. Powstałe nadwyżki finansowe Spółka lokuje w aktywa obrotowe w formie lokat terminowych. W celu ograniczenia ryzyka płynności i zapewnienia stabilności źródeł finansowania Spółka zdywersyfikuje źródła finansowania zewnętrznego.

- 3) *ryzyko walutowe* – Grupa jest narażona na ryzyko kursowe głównie ze względu na zaciągnięte przez Elektrownię Kozienice kredyty walutowe.
- 4) *ryzyko stopy procentowej* – istnieje głównie w stosunku do odsetek od zaciągniętych kredytów oraz odsetek od lokat bankowych. Stopa odsetkowa jest zmienna, gdyż obliczana jest na podstawie stawki WIBOR.

Części ryzyk nie można uniknąć, gdyż wpływ na to mają zmiany legislacyjne oraz zmiany tendencji makroekonomicznych.



## 2.6. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w I półroczu 2011 r. w porównaniu do I półrocza 2010 r.

Rachunek zysków i strat ENEA S.A.

dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.		
Przychody ze sprzedaży	3 385 427	2 987 565	88,2%	-397 862
Podatek akcyzowy	137 556	115 925	84,3%	-21 631
Przychody ze sprzedaży netto	3 247 871	2 871 640	88,4%	-376 231
Pozostałe przychody operacyjne	3 938	10 514	267,0%	6 576
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 140 402	2 811 881	89,5%	-328 521
Pozostałe koszty operacyjne	15 408	16 285	105,7%	877
Zysk/ strata ze sprzedaży środków trwałych	-349	215	x	564
<b>Zysk operacyjny</b>	<b>95 650</b>	<b>54 203</b>	<b>56,7%</b>	<b>-41 447</b>
Przychody finansowe	61 598	56 908	92,4%	-4 690
Przychody z tytułu dywidend	193 888	236 183	121,8%	42 295
Koszty finansowe	3 001	3 256	108,5%	255
<b>Zysk brutto</b>	<b>348 135</b>	<b>344 038</b>	<b>98,8%</b>	<b>-4 097</b>
<b>Zysk netto</b>	<b>317 969</b>	<b>321 190</b>	<b>101,0%</b>	<b>3 221</b>
<b>EBIDTA</b>	<b>104 422</b>	<b>62 890</b>	<b>60,2%</b>	<b>-41 532</b>

### Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto ENEA S.A. wyniosły w okresie sprawozdawczym 2.987.565 tys. zł, co w stosunku do I półrocza 2010 r. stanowi spadek o 397.862 tys. zł, tj. o 11,8%.

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



dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.		
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>3 385 427</b>	<b>2 987 565</b>	<b>88,2%</b>	<b>-397 862</b>
z tego:				
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji odbiorcom końcowym	3 111 315	2 880 771	92,6%	-230 544
z tego:				
Sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym	2 115 964	2 003 891	94,7%	-112 073
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	995 351	876 880	88,1%	-118 471
Sprzedaż energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych	151 562	0	0,0%	-151 562
Sprzedaż energii elektrycznej innym podmiotom	114 721	85 718	74,7%	-29 003
Sprzedaż usług	27 953	28 375	101,5%	422
Pozostałe przychody	-20 124	-7 299	36,3%	12 825

Na spadek przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wpłynęły głównie:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, które stanowią 67,1% przychodów ze sprzedaży. Przychody te wyniosły w I półroczu 2011 r. 2.003.891 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do ubiegłego roku o 112.073 tys. zł, tj. o 5,3%, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 551 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 1,6%. Najwyższy spadek wolumenu sprzedanej energii elektrycznej (o 327 GWh) oraz średniej ceny sprzedaży (o 1,0%) wystąpił w grupie klientów z zespołu grup taryfowych A i B. W grupach taryfowych C zanotowano spadek wolumenu o 212 GWh natomiast w grupie taryfowej G wolumen sprzedaży zmniejszył się w niewielkim stopniu. Wartość sprzedaży w taryfie G wzrosła o 7,7%, a średnia cena sprzedaży o 8,2%.
- przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe, które stanowią 29,4% przychodów ze sprzedaży. Przychody te w I półroczu 2011 r. osiągnęły wartość 876.880 tys. zł i uległy zmniejszeniu w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego o 118.471 tys. zł, tj. o 11,9%. Spadek tych przychodów spowodowany jest w znaczącej mierze rozdzielaniem umów kompleksowych na umowy sprzedaży energii i usług dystrybucji. Proces ten wynika z narastającej konkurencji na rynku, która powoduje wzrost znaczenia handlowej obsługi klientów, która w przypadku świadczenia usługi kompleksowej często jest na drugim miejscu w związku z dużo większymi problemami wynikającymi ze świadczenia usługi dystrybucji (przekroczenia mocy, standardów jakościowych itd.). Ponadto spadek przychodów ze sprzedaży wynika z faktu, że część odbiorców przyłączonych do sieci ENEA Operator Sp. z o.o. zmieniła sprzedawcę a z drugiej strony ENEA S.A. pozyskała klientów z terenów innych OSD. Spadek wolumenu świadczenia usługi dystrybucji w ramach usługi kompleksowej jest procesem naturalnym i pogłębiać się będzie w przyszłości.
- sprzedaż energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej w zeszłym roku dotyczyła umowy zawartej z ENEA Operator, która nie została zawarta w roku bieżącym.





- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom wyniosły 85.718 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I półrocza 2010 r. o 29.003 tys. zł, tj. o 25,3%, co wynika głównie z mniejszej ilości sprzedanej energii o 174 GWh.

#### Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W I półroczu 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wyniosły 2.811.881 tys. zł i zmniejszyły się o 328.521 tys. zł, tj. o 10,5% w stosunku do roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2011 r.

dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.		
Koszty zakupu en. elektrycznej. na potrzeby odsprzedaży	2 045 132	1 820 327	89,0%	-224 805
<i>w tym: zakup świadectw pochodzenia</i>	<i>266 630</i>	<i>240 768</i>	<i>90,3%</i>	<i>-25 862</i>
<i>wartość energii niezbilansowanej</i>	<i>0</i>	<i>40 081</i>	<i>x</i>	<i>40 081</i>
Koszt świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych o dostawę energii i usług dystrybucyjnych	991 247	874 480	88,2%	-116 767
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	8 772	8 687	99,0%	-85
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	2 065	2 700	130,8%	635
Inne usługi obce	61 520	71 347	116,0%	9 827
Koszty świadczeń pracowniczych	26 380	28 763	109,0%	2 383
Podatki i opłaty	5 286	5 577	105,5%	291
<b>Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>3 140 402</b>	<b>2 811 881</b>	<b>89,5%</b>	<b>-328 521</b>

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA S.A. wpływają głównie:

- Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby odsprzedaży, które wyniosły 1.820.327 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I półrocza 2010 r. o 224.805 tys. zł, tj. o 11,0%, na skutek niższego wolumenu zakupionej energii o 1.485 GWh, w związku z niższym zapotrzebowaniem odbiorców na energię elektryczną oraz z brakiem zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej dla ENEA Operator. Jednocześnie w I półroczu 2011 r. nastąpił wzrost średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 5,7%.
- Koszty świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych, które wyniosły 874.480 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I półrocza 2010 r. o 116.767 tys. zł, tj. o 11,8%, co wynika z mniejszej realizacji sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe.



- Koszty świadczeń pracowniczych w I półroczu 2011 r. wyniosły 28.763 tys. zł i zwiększyły się o 2.383 tys. zł, tj. o 9,0%, głównie na skutek wzrostu kosztów wynagrodzeń z pochodnymi o 8.034 tys. zł, co spowodowane jest wzrostem średniego zatrudnienia (w etatach) z 385,07 w I półroczu 2010 r. do 529,91 w I półroczu 2011 r. Wynika to z przejęcia przez ENEA S.A. od spółki ENEA Operator czynności związanych z obsługą klienta oraz pracowników zajmujących się tymi zadaniami od marca 2010 r. (zmiana Prawa Energetycznego). Jednocześnie nastąpił wzrost średnia płacy o 1,0% w stosunku do analogicznego okresu ubiegłego roku oraz nastąpiło zmniejszenie poziomu rezerw na świadczenia pracownicze, głównie rezerwy na ekwiwalent energetyczny o 6.302 tys. zł.
- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 71.347 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do wykonania okresu porównawczego roku ubiegłego o 9.827 tys. zł, tj. o 16,0%, co było spowodowane przede wszystkim wyższymi kosztami marketingowymi (o 7.537 tys. zł) oraz kosztami umowy dotyczącej obsługi klienta (1.523 tys. zł).

## 2.7. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w I półroczu 2011 r. w porównaniu do I półrocza 2010 r.

### Rachunek zysków i strat ENEA Operator

dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.		
Przychody ze sprzedaży	1 312 975	1 355 133	103,2%	42 158
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 130 563	1 164 847	103,0%	34 284
Pozostałe przychody operacyjne	9 838	28 619	290,9%	18 781
Pozostałe koszty operacyjne	8 715	21 313	244,6%	12 598
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	1 135	2 802	246,9%	1 667
<b>Zysk / strata operacyjny</b>	<b>184 670</b>	<b>200 394</b>	<b>108,5%</b>	<b>15 724</b>
Przychody finansowe	5 263	3 806	72,3%	-1 457
Koszty finansowe	5 428	5 783	106,5%	355
<b>Zysk/ strata brutto</b>	<b>184 505</b>	<b>198 417</b>	<b>107,5%</b>	<b>13 912</b>
<b>Zysk/ strata netto</b>	<b>147 676</b>	<b>161 529</b>	<b>109,4%</b>	<b>13 853</b>
<b>EBITDA</b>	<b>367 763</b>	<b>376 240</b>	<b>102,3%</b>	<b>8 477</b>

### Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły w okresie sprawozdawczym 1.355.133 tys. zł, co w stosunku do I półrocza 2010 r. stanowi wzrost o 42.158 tys. zł, tj. o 3,2%.



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

dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.		
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>1 312 975</b>	<b>1 355 133</b>	<b>103,2%</b>	<b>42 158</b>
<i>z tego:</i>				
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, w tym:	1 201 758	1 244 648	103,6%	42 891
<i>umowy kompleksowe</i>	<i>995 348</i>	<i>876 867</i>	<i>88,1%</i>	<i>-118 481</i>
<i>umowy pozostałe</i>	<i>206 410</i>	<i>367 781</i>	<i>178,2%</i>	<i>161 371</i>
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 540	1 696	110,1%	156
Sprzedaż usług dystrybucji wynikająca z systemu rozliczeń WO i DO	-2 455	-2 097	85,4%	359
Opłaty za przyłączenie do sieci	49 276	47 749	96,9%	-1 527
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	3 367	3 574	106,1%	207
Przychody z tytułu usług	47 843	48 142	100,6%	299
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	9 281	10 968	118,2%	1 687
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	2 365	453	19,1%	-1 913

Na odchylenie w kwocie 42.158 tys. PLN złożyły się przede wszystkim:

- przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które stanowią 91,8% przychodów ze sprzedaży. Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w I półroczu 2011 r. osiągnęły wartość 1.244.648 tys. zł i wzrosły w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego o 42.891 tys. zł, tj. o 3,6%. Poziom tych przychodów był spowodowany przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 168 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 1,6%;
- przychody ze sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom, które ukształtowały się na poziomie 10.968 tys. zł i zwiększyły się w porównaniu do I półrocza r. ubiegłego o 1.687 tys. zł, na co przede wszystkim wpływ ma większa ilość oddanej energii elektrycznej do sąsiednich SD o 20 GWh, 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 roku ubiegłego, wzrost cen zakupu energii na straty; większy wolumen jest skutkiem zmiany



rozpływu energii w sieci, wynikającej z innych udziałów źródeł wytwórczych, autotransformatorów i transformatorów w energii wprowadzonej do sieci;

- sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody, które wyniosły w I półroczu 453 tys. zł i zmniejszyły się o 1.913 tys. zł w porównaniu do I półrocza 2010 r., w związku z niższymi przychodami z rynku bilansującego, którego Spółka jest bezpośrednim uczestnikiem.
- przychody z tytułu opłat za przyłączenia do sieci wyniosły w I półroczu 2011 r. 47.749 tys. zł i uległy zmniejszeniu o 1.527 tys. zł, co wynika z przyjęcia na majątek przyłączeń o niższej wartości.

#### Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły 1.164.847 tys. zł i zwiększyły się o 34.284 tys. zł, tj. o 3,0% w stosunku do roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2011 r.

dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I pół. 2010 r.	I pół. 2011 r.		
<b>Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 130 563</b>	<b>1 164 847</b>	<b>103,0%</b>	<b>34 284</b>
<i>z tego:</i>				
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	183 093	175 846	96,0%	-7 247
Koszty świadczeń pracowniczych	267 574	258 889	96,8%	-8 685
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	22 772	24 617	108,1%	1 845
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	170 527	195 452	114,6%	24 925
<i>w tym:</i>				
<i>zakup energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej</i>	162 872	179 022	109,9%	16 150
Koszty usług przesyłowych	343 744	354 309	103,1%	10 565
Inne usługi obce	85 279	97 369	114,2%	12 090
Podatki i opłaty	57 574	58 365	101,4%	791

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA Operator wpływają głównie:

- zakup energii na potrzeby sprzedaży w stosunku do roku 2010 wzrósł o 24.925 tys. zł, przede wszystkim wynika to z korekt wynikających z zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego oraz wyższej ceny zakupu energii na potrzeby różnicy bilansowej niż w roku 2010;
- inne usługi obce, które w analizowanym okresie sprawozdawczym zwiększyły się o 12.090 tys. zł i wyniosły 97.369 tys. zł, na co wpływ miały wyższe koszty eksploatacji sieci oraz wyższe usługi inkasenckie i informatyczne;



- koszty usług przesyłowych wyższe o 10.565 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 świadczeń pracowniczych w okresie porównawczym uległy zmniejszeniu o 8.685 tys. zł przede wszystkim ze względu na większe zmniejszenie rezerwy na ekwiwalent energetyczny niż to miało miejsce w I półroczu 2010 r.; jednocześnie nastąpił wzrost średniej płacy o 0,9% a średnie zatrudnienie zmniejszyło się z 5.658,83 etatów do 5.531,77 etatów głównie w związku z przejściem pracowników zajmujących się zadaniami obsługi klienta od marca 2010 r. do ENEA S.A.(zmiana Prawa Energetycznego);
- amortyzacja, która uległa obniżeniu o 7.247 tys. zł, głównie ze względu na weryfikację stawek amortyzacyjnych.

## 2.8. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Koźienice w I półroczu 2011 r. w porównaniu do I półrocza 2010 r.

### Rachunek zysków i strat Elektrowni Koźienice

dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.		
Przychody ze sprzedaży	1 153 781	1 374 168	119,1%	220 387
Podatek akcyzowy	3 596	-12	-0,3%	-3 608
Przychody ze sprzedaży netto*	1 157 377	1 374 156	118,7%	216 779
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 050 803	1 174 220	111,7%	123 417
Pozostałe przychody operacyjne	7 374	13 766	186,7%	6 392
Pozostałe koszty operacyjne	17 525	19 092	108,9%	1 567
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-264	-143	54,2%	121
<b>Zysk / strata operacyjny*</b>	<b>96 159</b>	<b>194 467</b>	<b>202,2%</b>	<b>98 308</b>
Przychody finansowe	9 193	17 371	189,0%	8 178
Koszty finansowe	9 273	6 149	66,3%	-3 124
<b>Zysk/ strata brutto</b>	<b>96 079</b>	<b>205 689</b>	<b>214,1%</b>	<b>109 610</b>
<b>Zysk/ strata netto</b>	<b>74 619</b>	<b>163 345</b>	<b>218,9%</b>	<b>88 726</b>
<b>EBITDA</b>	<b>216 578</b>	<b>318 207</b>	<b>146,9%</b>	<b>101 629</b>



## Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto Elektrowni Kozienice wyniosły w analizowanym okresie sprawozdawczym 1.374.168 tys. zł, co w stosunku do I półrocza 2010 r. stanowi wzrost o 220.387 tys. zł, tj. o 19,1%.

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

dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.		
<b>Przychody ze sprzedaży brutto</b>	<b>1 153 781</b>	<b>1 374 168</b>	<b>119,1%</b>	<b>220 387</b>
<i>z tego:</i>				
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym:	1 111 276	1 292 269	116,3%	180 993
<i>umowy z ENEA S.A.</i>	<i>686 755</i>	<i>0</i>	<i>0,0%</i>	<i>-686 755</i>
<i>umowy pozostałe</i>	<i>424 521</i>	<i>1 292 269</i>	<i>304,4%</i>	<i>867 748</i>
Przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych *	0	0	x	0
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	32 051	53 440	166,7%	21 389
Przychody ze sprzedaży ciepła	3 305	3 153	95,4%	-152
Przychody ze sprzedaży usług	2 293	20 595	898,2%	18 302
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	4 856	4 711	97,0%	-145

\* w wykonaniu I półrocza 2010 r. przychody w wysokości 15.580 tys. zł uwzględnione w sprawozdaniu skonsolidowanym GK ENEA

Na odchylenie w przychodach ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wpłynęły głównie:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, które stanowią 94,0% przychodów ze sprzedaży, wyniosły w I połowie 2011 r. 1.292.269 tys. zł.; przychody te zwiększyły się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 180.993 tys. zł, tj. o 16,3%, co wynika ze wzrostu sprzedaży energii do pozostałych odbiorców, tj. spółek posiadających koncesję na obrót energią elektryczną o 867.748 tys. zł.; od 9 sierpnia 2010 r. znowelizowane Prawo energetyczne wymusza obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice w trybie publicznym, w związku z tym w 2011 r. nie występuje sprzedaż energii do ENEA S.A.; w I połowie 2011 r. wolumen sprzedaży energii elektrycznej wyniósł 6.451 GWh i wzrósł w stosunku do I półrocza 2010 r. o 725 GWh, jednocześnie zwiększeniu uległa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej o 3,4%.
- przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia były wyższe o 21.389 tys. zł niż w I półroczu 2010 r., co spowodowane było większą o 67 GWh produkcją energii ze źródeł odnawialnych - spalanie biomasy.



- przychody ze sprzedaży usług zwiększyły się o 18.302 tys. zł, co wynika z realizacji w I półroczu 2011 r. sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w wysokości 18.283 tys. zł.

### Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W I półroczu 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wyniosły 1.174.220 tys. zł i zwiększyły się o 123.417 tys. zł, tj. o 11,7% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2011 r.

dane w tys. zł	wykonanie		dynamika	odchylenie
	I półrocze 2010 r.	I półrocze 2011 r.		
<b>Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży</b>	<b>1 050 803</b>	<b>1 174 220</b>	<b>111,7%</b>	<b>123 417</b>
<i>z tego:</i>				
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	120 419	123 740	102,8%	3 321
Koszty świadczeń pracowniczych	132 289	121 891	92,1%	-10 398
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	644 990	652 319	101,1%	7 329
Koszty zakupu na potrzeby sprzedaży	41 145	187 696	456,2%	146 551
Koszty usług przesyłowych	1 326	1 254	94,6%	-72
Inne usługi obce	79 749	56 255	70,5%	-23 494
Podatki i opłaty	30 885	31 065	100,6%	180

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez Elektrownię Kozienice wpływają głównie:

- koszty zakupu na potrzeby sprzedaży, które wyniosły 187.696 tys. zł i zwiększyły się o 146.551 tys. zł, w związku z większym wolumenem sprzedaży energii w ramach koncesji na obrót; powyższa sytuacja spowodowana jest zwiększeniem działalności w ramach koncesji na obrót energia elektryczną,
- koszty zużycia materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które wyniosły 652.319 tys. zł i zwiększyły się o 7.329 tys. zł, tj. o 1,1%, co wynika ze wzrostu kosztów zużycia biomasy o 20.667 tys. zł, w związku z wyższą produkcją z biomasy o 67 GWh oraz wyższym średnim kosztem biomasy (z transportem) o 7,8%; dodatkowo zwiększeniu uległy koszty pozostałych materiałów (o 14.844 tys. zł), co wynika głównie z wyższych kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>; jednocześnie zanotowano spadek kosztów zużycia węgla (o 26.224 tys. zł) na skutek niższej produkcji energii elektrycznej oraz obniżenia cen węgla (średnia cena rozchodowanego węgla uległa zmniejszeniu o 1,3%),



- koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 56 255 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do wykonania roku ubiegłego o 23.494 tys. zł, tj. o 29,5%, co było spowodowane głównie niższymi kosztami transportu węgla (średnia cena transportu węgla uległa zmniejszeniu o 15,9%) oraz kosztami remontowymi,
- koszty świadczeń pracowniczych w I półroczu 2011 r. wyniosły 121.891 tys. zł i zmniejszyły się o 10.398 tys. zł, tj. o 7,9%, co spowodowane jest głównie zmniejszeniem rezerw o 22.736 tys. zł, w tym głównie: na nagrody jubileuszowe (o 7.214 tys. zł), ekwiwalent energetyczny (o 6.008 tys. zł), odpis na ZFŚS dla emerytów (o 4.826 tys. zł), nagrodę na Dzień Energetyka (o 4.112 tys. zł), odprawy emerytalne (o 698 tys. zł); ponadto nastąpił wzrost średniej płacy o 7,3% a średnie zatrudnienie zmniejszyło się z 2385,25 etatów w I półroczu 2010 r. do 2357,00 etatów w I półroczu 2011 r.

### 3. Opis perspektyw rozwoju oraz podstawowych zagrożeń i ryzyk związanych z pozostałymi miesiącami roku obrotowego.

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

#### 3.1. Regulacje prawne i taryfy.

Osiągane przez nas wyniki z działalności są zależne od szeregu regulacji i decyzji organów regulacyjnych, w tym w szczególności w zakresie kształtowania stawek opłat i zasad ich stosowania, według których możemy prowadzić rozliczenia z klientami za usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz 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 mają w szczególności wpływ 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 osiągniętych 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 osiągniętych przez nas przychodów.

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





Jesteśmy zobowiązani do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym oraz dystrybucji energii dla odbiorców przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej. 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 (w obrocie) lub zwrotu z kapitału (w dystrybucji) 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 i wartości naszych aktywów wykazywanej w naszych sprawozdaniach finansowych. 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 oraz zwrotu z kapitału.

W praktyce taryfy są zatwierdzane najczęściej na okres jednego roku. Dodatkowo Prezes URE wyznacza długość okresów regulacyjnych (od 3 do 5 lat), dla których określa modelowy poziom kosztów uznanych za uzasadnione w zakresie związanym z dystrybucją energii. W przypadku poniesienia w trakcie okresu regulacyjnego dodatkowych kosztów, które nie zostały uwzględnione w modelu 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 lub wskaźników (np. inflacja) z przyczyn od nas niezależnych.

W przypadku braku zatwierdzenia nowej taryfy przez Prezesa URE po danym okresie taryfowym, co do zasady jesteśmy zobowiązani do stosowania dotychczasowej taryfy, chyba że decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia nowej taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie, która może nie uwzględniać kosztów naszej działalności. Wystąpienie takiej sytuacji w przyszłości może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

### **3.2. 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 osiągnąć przez nas poziom kosztów i przychodów jest uzależniony od cen energii elektrycznej obowiązujących w danym momencie na rynku. Ponieważ wolny rynek energii elektrycznej w Polsce funkcjonuje od niedawna, trudno przewidzieć jak będą kształtowały się ceny energii elektrycznej w przyszłości.

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 mogło mieć wpływ na poziom cen transakcji na hurtowym rynku energii elektrycznej zawieranych po tym okresie oraz na lata następne.

### **3.3. Dostawy i ceny węgla kamiennego oraz innych paliw.**

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 zawieszony 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.

### **3.4. Obowiązki w zakresie uzyskania świadectw pochodzenia energii.**

Przepisy prawa nakładają na nas, jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, 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 nieuzyskania i 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 procent ogólnej sprzedaży energii 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 niewielkim stopniu na wykonanie przez nas obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia. W konsekwencji jesteśmy zmuszeni zaopatrywać się w świadectwa pochodzenia od osób trzecich lub wnosić opłaty zastępcze, których wysokość corocznie zasadniczo się zwiększa. Z uwagi na brak wystarczającego potencjału źródeł wytwarzających taką energię w Polsce, należy liczyć się ze wzrostem cen świadectw pochodzenia na rynku, co może skutkować znaczącym wzrostem kosztów naszej działalności. Nie ma pewności, że zwiększone ceny takich świadectw lub wnoszone przez nas opłaty zastępcze, będą mogły zostać odzwierciedlone w cenie energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym. Jeżeli nie będziemy w stanie pozyskać odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia na korzystnych warunkach lub jeżeli warunki rynkowe uniemożliwią nam przeniesienie na odbiorców końcowych wyższych kosztów ponoszonych przez nas w związku z nabywaniem świadectw pochodzenia, może to mieć negatywny wpływ na nasze przepływy pieniężne oraz osiągnięte przez nas marże.

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) wprowadza nowe jednostki wytwarzające energię w kogeneracji (certyfikaty „fioletowe”), które będą objęte systemem certyfikatów. Są to określone jednostki wytwórcze opalane z wykorzystaniem metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zamkniętych kopalniach węgla kamiennego, jak też ze źródeł w formie palnego gazu wytwarzanego w procesie przetwarzania biomasy. System certyfikatów mający zastosowanie do jednostek opalanych z wykorzystaniem metanu będzie obowiązywał do 31 marca 2019 r. W konsekwencji określono obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej przez jednostki wytwórcze opalane z wykorzystaniem metanu lub uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

### **3.5. 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 r.), 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 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 9,3% mniej niż energia elektryczna, którą Elektrownia Kozienice wytworzyła w 2009 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 które 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 Komisję Europejską wiarygodnego i rzetelnego programu inwestycyjnego w zakresie inwestycji związanych z ochroną klimatu za kwotę odpowiadającą co do wielkości cenie ewentualnych darmowych uprawnień. W związku z powyższym 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.

### **3.6. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT).**

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” S.A.), 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 m.in. 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 rok Elektrownia "Kozienice" S.A. 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" S.A. 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.

W roku 2010 miały miejsce następujące istotne zdarzenia. W dniu 3 sierpnia 2010 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. 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 rok 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 wniosowała o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 0 zł. W roku 2010 przychody z tytułu rekompensat za 2010 rok nie zostały rozpoznane (w sprawozdaniu ujęto jedynie kwotę



korekty rocznej za 2009 r.). W dniu 4 sierpnia 2011 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. otrzymała decyzję Prezesa URE z dnia 29 lipca 2011 r. ustalającą korektę roczną za 2010 r. w wysokości 2.471,7 tys. zł.

Na rok 2011 Elektrownia wniosowała o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 3.500 tys. zł. Dnia 5 kwietnia 2011 r. Zarządca Rozliczeń S.A. dokonał wpłaty zaliczki za I kwartał 2011 r. w wysokości 875 tys. zł, a dnia 5 lipca 2011 wpłynęła zaliczka za II kwartał 2011 r. w wysokości 875 tys. zł. W I półroczu 2011 r. przychody z tytułu rekompensat za 2011 rok nie zostały rozpoznane.

W dniu 19 stycznia 2011 r. odbyła się rozprawa w sprawie zażalenia Elektrowni na postanowienie Prezesa URE z dnia 26 lipca 2010 r. o odmowie dostępu do części dokumentów z akt sprawy KDT 2009. Sąd oddalił wyrokiem zażalenie Elektrowni na postanowienie Prezesa URE z dnia 26 lipca 2010 r.

Sąd Apelacyjny w Warszawie postanowieniem z 22 czerwca 2011 r., odrzucił zażalenie Zarządcy Rozliczeń S.A. na postanowienie SOKiK z 21 października 2010 r. o odmowie dopuszczenia Zarządcy Rozliczeń do wzięcia udziału w postępowaniu w sprawie KDT 2008 w charakterze zainteresowanego. Zarządca Rozliczeń nie otrzymał zatem statusu strony w postępowaniu w sprawie KDT 2008.

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

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie jest możliwe jednoznaczne określenie ostatecznych kwot korekt rocznych za ubiegłe lata, za które Prezes URE wydał już decyzje. 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.

### **3.7. 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 taryf 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.

Zgodnie z obowiązującą od roku taryfowego 2010 r. metodą, oszacowanie początkowego WRA, będącego podstawą do dalszych kalkulacji nastąpiło na podstawie metody utraconych przychodów, tj. 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 przyjęta została jako mniejsza z dwóch wartości wyznaczonych dla każdej ze spółek przez niezależne podmioty na podstawie metod: kosztu zastąpienia (RC) oraz wartości ekonomicznej (EV).

W związku z pracami ww. Zespołu aktualizującymi opracowanie „Metoda ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu zaangażowanego kapitału” oraz akceptacją 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 uaktualniana corocznie, począwszy od 2010 r., 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,
- $\Delta I_{t-2}$  - 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
- $OP_{Wt-1}$  - 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 będzie 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 tariff spółek sieciowych na rok t-1

Zwrot z kapitału na kolejne lata tariffowe, począwszy od 2010 r. określany byłby 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 tariffie 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 tariffy na rok tariffowy j,
- $OP_j$  - przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji tariffy 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.,
- $\Delta I_j$  - współczynnik korygujący określony jako różnica w rzeczywistym poziomie poniesionych w roku j nakładów inwestycyjnych oraz przychodów z opłat za przyłączenie w roku j2 i poziomie przyjętym do kalkulacji tariffy 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 tariffowy wniosku tariffowego.



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:

$$Z_t = WRA_t \cdot WACC_t$$

### **3.8. Ryzyka związane z procesem wytwarzania.**

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.

### **3.9. Ryzyka związane z dystrybucją energii.**

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. Ryzyko wystąpienia awarii zwiększa fakt, że prawie 51% naszych linii elektroenergetycznych oraz około 45% stacji elektroenergetycznych ma więcej niż 30 lat. 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.

### **3.10. Liberalizacja rynku sprzedaży energii elektrycznej.**

W związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej i narastającą konkurencją w tym sektorze, ENEA S.A. 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.

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 I półroczu 2011 r. sprzedaliśmy takim klientom około 0,9 TWh.

### **3.11. Nabywanie energii od podmiotów zewnętrznych.**

Znaczącą część sprzedawanej przez ENEA S.A. energii elektrycznej stanowi energia elektryczna nabywana na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Pozostałą część ENEA S.A. nabywa na podstawie umów dwustronnych (z wytwórcami, przedsiębiorstwami obrotu i na platformach obrotu). W związku z tym istnieje ryzyko, że w sytuacjach nadwyżki popytu nad podażą nie będziemy w stanie nabyć energii po konkurencyjnych cenach. Wiąże się to z makroekonomiczną prognozą wzrostu zużycia energii elektrycznej przy jednoczesnym niewystarczającym zwiększaniu mocy wytwórczych w Polsce, co w praktyce może skutkować wzrostem ceny energii elektrycznej.

### **3.12. 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.

### **3.13. 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.;
- (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.

### **3.14. Transport węgla kamiennego.**

Jesteśmy uzależnieni od jednego przewoźnika kolejowego w zakresie transportu węgla kamiennego. Podstawowym środkiem transportu, wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice, jest transport kolejowy. 100% dostaw tego surowca do Elektrowni Kozienice jest realizowanych przez państwowego przewoźnika PKP Cargo, największego przewoźnika kolejowego w Polsce. Potencjał przewozowy pozostałych przewoźników jest w wielu przypadkach niewystarczający do zaspokojenia naszych potrzeb w zakresie transportu węgla. Nie ma pewności, że w przypadku wystąpienia nieprzewidzianych zakłóceń w działalności PKP Cargo lub w przypadku rozwiązania umowy z PKP Cargo, będziemy w stanie zapewnić ciągłość dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice, w wyniku czego możemy zostać zmuszeni do, choćby przejściowego, ograniczenia produkcji energii elektrycznej, co z kolei może mieć negatywny wpływ na nasze przychody.

### **3.15. Realizacja strategii.**

Podejmiemy 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 Kapitałowej ENEA. 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.

### **3.16. 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 zależeć 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.

### **3.17. 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.

### **3.18. 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. Ryzyko wystąpienia awarii zwiększa fakt, że prawie 51% naszych linii elektroenergetycznych oraz około 45% stacji elektroenergetycznych ma więcej niż 30 lat. 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.

### **3.19. 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. 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.

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.

Elektrownia „Kozienice” S.A. 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.

Wielkość emisji zanieczyszczeń w I półroczu 2011 r. wyniosła:

- SO<sub>2</sub> – 14 695 Mg
- NO<sub>x</sub> – 10 052 Mg
- pył – 523,98 Mg
- CO – 475,05 Mg
- CO<sub>2</sub> – 5 064 597 Mg
- odpady (mieszanina popiołowo-żużlowa) – 129 846,8 Mg.

#### **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 na poziomie nie większym jak 50 mg/Nm<sup>3</sup>. 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.), na bloku nr 10 (w 2010 r.) wraz z układem i przynależnymi kanałami spalin oraz wlotami kolanowymi wentylatorów spalin.

W roku bieżącym realizowana jest wymiana elektrofiltru na bloku 200 MW nr 4, na 2012 rok zaplanowana jest wymiana elektrofiltru na bloku 200 MW nr 3. Gwarantowane stężenia zapylenia w spalinach za elektrofiltrami bloków nr 3,4 określone jest na poziomie  $\leq 30$  mg/Nm<sup>3</sup> (spaliny suche, 6% O<sub>2</sub>).

W Elektrowni funkcjonują instalacje pierwotnej redukcji tlenków azotu, ograniczające stężenia tlenków azotu do gwarantowanego poziomu 500 mg/Nm<sup>3</sup>, 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<sup>3</sup> konieczna będzie zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania na blokach energetycznych od nr 4 do nr 10. W 2011 r. kontynuowano prace przygotowawcze związane z przyszłymi inwestycjami w tym zakresie- dokonano wyboru wykonawcy – firma RAFAKO i podpisano z nim umowę.

Ograniczenie emisji SO<sub>2</sub> zapewniają Instalacje Odsiarczania Spalin (IOS) metodą mokrą wapienną: IOS I dla bloku nr 9 o mocy 560 MW, IOS III dla bloku nr 10 mocy 560 MW oraz IOS II dla 800 MW mocy zainstalowanej, obejmującej bloki 200 MW nr 2-8.

W celu dostosowania emisji SO<sub>2</sub> do zastrzonych norm wynikających z wdrożenia obowiązujących w tym zakresie postanowień prawa Wspólnotowego, rozpoczęto w 2008 r. inwestycję w zakresie budowy instalacji odsiarczania spalin IOS III metodą mokrą wapienną dla bloku o mocy 560 MW nr 10. Inwestycją tę zakończono w grudniu 2010 r.

#### **Gospodarka odpadami.**

Gospodarka odpadami prowadzona jest zgodnie z obowiązującymi przepisami, tj. zgodnie z Ustawą z dnia 21 kwietnia 2001 r. o odpadach, z późn. zm. Spółka posiada składowisko popiołu i żużłu 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 Instalacji Odsiarczania Spalin.

W I półroczu 2011 r. realizowano działania zmierzające do jak największego wykorzystywania powstających odpadów paleniskowych, wskaźnik wykorzystania tych odpadów wyniósł 69,10 %. W I półroczu 2011 r. zagospodarowano 68.573,24 Mg gipsu powstałego z pracy IOS (ilość wytworzona to 72.889,36 Mg). Istotna jest także sprzedaż: popiołów lotnych 232.793,73 Mg, mikrosfery 972,36 Mg, MPŻ 56.633,02 Mg oraz zakup usługi na zagospodarowanie, wywóz i gospodarcze wykorzystanie mieszanek popiołowo-żużlowych (MPŻ) ze składowiska żużlu i popiołu w ilości: MPŻ 94.190,4133 Mg.

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<sub>2</sub>, 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 Koźlenice realizowane są zadania wynikające z wprowadzenia:

- systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>
- produkcji z odnawialnych źródeł energii
- wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji

Dla potrzeb handlu emisjami realizowany jest monitoring emisji CO<sub>2</sub> z wykorzystaniem od 2008 r. własnego laboratorium chemicznego posiadającego certyfikat akredytacji.

Wybudowana w 2007 r. i rozbudowana w 2009 r. instalacja współspalania biomasy stałej, umożliwiła produkcję energii elektrycznej z OZE - w I półroczu 2011 r. w wysokości 188.900,528 MWh. W najbliższym czasie planowane jest uruchomienie instalacji do współspalania biomasy płynnej, co umożliwi nam zwiększenie produkcji energii z OZE.

W I półroczu 2011 r. spalono 104.505,3 Mg biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje ograniczeniem emisji dwutlenku węgla w wysokości 174.134,11 Mg.

Dzięki wykonanej modernizacji części nisko – prężnej turbin na blokach 200 MW i 500 MW oraz części wysoko – prężnej turbin na blokach 500 MW, skutecznie ograniczyliśmy jednostkowe zużycie węgla, a tym samym zredukowaliśmy emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery.

### **3.20. Ubezpieczenie działalności.**

Zawarte na naszą rzecz ubezpieczenia mogą nie pokryć strat poniesionych w związku z naszą działalnością. Nasza działalność 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. Nasze istotne 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.

### **3.21. Kadra kierownicza.**

Możemy mieć trudności z pozyskaniem i zatrzymaniem odpowiednio wykwalifikowanej kadry kierowniczej. Przyszły sukces naszej Grupy zależy od jej zdolności do zatrudnienia i zatrzymania kadry kierowniczej o rozległym doświadczeniu w zakresie zarządzania przedsiębiorstwami energetycznymi oraz identyfikacji, nabywania, finansowania, realizacji projektów energetycznych, a także kadry technicznej o odpowiednim profilu wykształcenia energetycznego. Istotnymi czynnikami w tym zakresie jest nasilająca się konkurencja w sektorze elektroenergetycznym oraz obowiązywanie w stosunku do spółek naszej Grupy przepisów Ustawy Kominowej, która ogranicza wysokość wynagrodzenia osób zajmujących niektóre stanowiska kierownicze. W dniu 13 czerwca 2008 r. Sejm uchwalił ustawę o zmianie ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji oraz niektórych innych ustaw, która następnie w dniu 26 czerwca 2008 r. została przyjęta bez zmian przez Senat. Zgodnie z proponowanymi zmianami przepisy Ustawy Kominowej nie będą miały zastosowania do członków organów zarządzających oraz organów nadzorczych między innymi jednoosobowych spółek Skarbu Państwa, jak również do spółek, w których udział Skarbu Państwa przekracza 50%. W dniu 24 lipca 2008 r. ww. ustawa zmieniająca została zawetowana przez Prezydenta RP. Nie ma pewności, że ustawa zostanie ponownie uchwalona przez Sejm i wejdzie w życie.

Jeżeli nie uda nam się pozyskać i zatrzymać odpowiedniej kadry, może to mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

### **3.22. Spory i porozumienia zbiorowe.**

Spory zbiorowe z pracownikami mogą powodować zakłócenia w naszej działalności. Około 70% naszych pracowników 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 przestoju, a także skutkować zwiększeniem kosztów wynagrodzeń, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

W chwili obecnej w ENEA S.A. występuje jeden spór zbiorowy wszczęty 7 września 2009 r. Dotyczy planowanego procesu prywatyzacji ENEA S.A. i wpływu potencjalnej zmiany akcjonariusza Spółki na sytuację jej pracowników. Do chwili obecnej spór nie został zakończony.

### **3.23. 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.

Wobec ENEA S.A. toczą się następujące postępowania sądowe i administracyjne:

#### **1. Postępowania sądowe.**

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 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 10.000 zł. Po otrzymaniu uzasadnienia wyroku, w dniu 20 kwietnia 2011 r. ENEA wniosła apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie Wydział VI Cywilny.

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 Prezesa URE 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 Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów Prezes URE wniósł apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie.

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.

## *2. Postępowania administracyjne.*

Dnia 31 maja 2011 r. ENEA S.A. otrzymała Zawiadomienie z UOKiK-u Delegatura w Poznaniu o wszczęciu postępowania administracyjnego (sygn: RPZ 400/29/11/ŁD/3), w związku z Postanowieniem Prezesa UOKiK z dnia 25 maja 2011 r., w sprawie odmowy niektórym jednostkom samorządu terytorialnego zmiany grupy taryfowej na C11o. Dnia 30 czerwca 2011 r. Spółka udzieliła wyczerpujących wyjaśnień w przedmiotowej sprawie. Do dnia 18 sierpnia 2011 r. nie wpłynęła żadna dalsza korespondencja od UOKiK w przedmiotowej sprawie.

W dniu 1 sierpnia 2011 r. ENEA S.A. otrzymała Zawiadomienie z UOKiK-u Delegatura we Wrocławiu, o wszczęciu postępowania administracyjnego (sygn: RWR 61-24/11/AJ/1) w związku z Postanowieniem nr 161/2011 Prezesa UOKiK z dnia 26 lipca 2011 r. w sprawie podejrzenia stosowania przez ENEA S.A. praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

Elektrownia Kozienice jest stroną dwóch 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 rok) 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 S.A. 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 44.768.476,50 zł. Elektrownia Kozienice dokonała zwrotu zaliczki w kwocie 44.768.476,50 zł zgodnie z decyzją Sądu. Sąd Apelacyjny w Warszawie VI Wydział Cywilny postanowieniem z dnia 19 maja 2010 r. wstrzymał wykonanie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 lipca 2009 r. także w zakresie kwoty 44.768.476,50 zł. 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 40.577 tys. zł wraz z należnymi odsetkami. Jednak Zarządca Rozliczeń przestał 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 40.577 tys. 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 czerwca 2011 r., Sąd Apelacyjny w Warszawie odrzucił zażalenie Zarządcy Rozliczeń na postanowienie SOKiK o odmowie dopuszczenia Zarządcy Rozliczeń do wzięcia udziału w postępowaniu w sprawie KDT 2008 w charakterze zainteresowanego (Zarządca Rozliczeń nie otrzymał zatem statusu strony w postępowaniu w sprawie KDT 2008). Postępowanie w sprawie na dzień 4 sierpnia 2011 r. nie zostało rozstrzygnięte.

W dniu 3 sierpnia 2010 r. Elektrownia otrzymała decyzję Prezesa URE z dnia 29 lipca 2010r. ustalającą korektę roczną za 2009 r. w wysokości + 15.580 tys. zł. Ponieważ decyzja ta również 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 rok przychody w wysokości 15.580 tys. zł zostały ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w pozycji przychody ze sprzedaży. Natomiast jeżeli Sąd rozstrzygnie spór na korzyść Elektrowni kwota korekty rocznej za 2009 r. może wynieść maksymalnie 111.084 tys. zł, byłaby więc korzystniejsza o + 95.504 tys. zł. Dnia 30 września 2010 r. Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2009 r. w wysokości 15.580 tys. zł od Zarządcy Rozliczeń S.A. Postępowanie w sprawie na dzień 4 sierpnia 2011 r. nie zostało rozstrzygnięte.

W dniu 4 sierpnia 2011 r. Elektrownia otrzymała decyzję Prezesa URE z dnia 29 lipca 2011 r. ustalającą wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za rok 2010, jaką Elektrownia Kozienice otrzyma od Zarządcy Rozliczeń S.A., na kwotę 2.471.668,00 zł.

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.

Naczelnik Urzędu Celnego po rozpatrzeniu wniosku Spółki wydał szereg decyzji odmawiających zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2008 r. włącznie. Jednocześnie Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające zobowiązanie podatkowe w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2008 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 2008 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.

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.

Postępowania dot. nadpłaty za 2008 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 2008 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazany okres.

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.

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 i luty 2009 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazane powyżej miesiące.

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 styczeń i luty 2009 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazany okres.

Sąd Administracyjny w Warszawie Wydział VIII Zamiejscowy w Radomiu w dniu 12 stycznia 2011 r. 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 miesiące: kwiecień 2007, maj 2007, czerwiec 2007, październik 2007 i sierpień 2006.

Sąd Administracyjny w Warszawie Wydział VIII Zamiejscowy w Radomiu w dniach 15 czerwca 2011 r., 30 czerwca 2011 r., 06 lipca 2011 r. oraz 19 lipca 2011 r., 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 miesiące: marzec 2008 r., maj 2008 r., czerwiec 2008 r., lipiec 2008 r., sierpień 2008 r., wrzesień 2008 r., październik 2008 r., listopad 2008 r., grudzień 2008 r., styczeń 2009 r. i luty 2009 r.

W wyniku toczących się postępowań, na dzień 4 sierpnia 2011 r., dokonano na rzecz Elektrowni Kozienice zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym w łącznej kwocie 3.362.958,00 zł. Sprawy w toku.

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.

### **3.24. 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 reprivatyzacyjnych.

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 bez odpowiedniego tytułu prawnego z wielu nieruchomości, na których posadowione są jej urządzenia elektroenergetyczne służące do dystrybucji energii. Dotyczy to około 33% wszystkich nieruchomości, na których znajduje się infrastruktura elektroenergetyczna (za wyjątkiem linii elektroenergetycznych). Według stanu na dzień 30 czerwca 2011 r. dane te przedstawiają się następująco:

- obiekty sieciowe uznane przez nas za kluczowe (rozdzielnie elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia, GPZ) – ENEA Operator posiada w 95% odpowiedni tytuł prawny do nieruchomości, na których znajdują się te obiekty sieciowe,
- stacje transformatorowe kubaturowe średniego i niskiego napięcia – około 66% spośród ponad 14 tys. stacji kubaturowych znajduje się na nieruchomościach, w stosunku do których ENEA Operator posiada odpowiedni tytuł prawny, oraz



- linie elektroenergetyczne – szacujemy, że ENEA Operator nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego w stosunku do przeważającej większości nieruchomości, przez które przebiegają linie elektroenergetyczne.

Szczególne kategorie spraw stanowią roszczenia z tytułu korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych stanowiących własność ENEA Operator.

W odniesieniu do nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator bez odpowiedniego tytułu prawnego, jesteśmy narażeni na ryzyko ich zwrotu właścicielom oraz podniesienia przez osoby trzecie roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z takich nieruchomości. Na dzień 30 czerwca 2011 r. toczyło się przeciwko ENEA Operator Sp. z o.o. 426 postępowań sądowych dotyczących bezumownego korzystania z nieruchomości na łączną kwotę 27,16 mln zł. łączna wartość rezerwy na roszczenia (w tym roszczenia związane z bezumownym korzystaniem z nieruchomości) będące przedmiotem prowadzonych przeciwko ENEA Operator postępowań sądowych oraz na roszczenia o charakterze przedsądowym wynosiła na dzień 30 czerwca 2011 r. 76,72 mln zł.

Na dzień 30 czerwca 2011 r. przed sądami powszechnymi toczyło się łącznie 131 spraw przeciwko Spółce na łączną kwotę 37.986 tys. zł ENEA utworzyła rezerwę na te postępowania w wysokości 24,139 mln zł oraz na roszczenia o charakterze przedsądowym na kwotę 7,92 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.

### **3.25. Modernizacja i rozwój**

Rozwój Grupy Kapitałowej ENEA prowadzony będzie 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 rozdziale 1 pkt. 2 „Charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej”.

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.

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 finansowych 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.

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.

### **3.26. 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.

Otoczenie prawno-regulacyjne, w którym prowadzimy działalność podlega zmianom.

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.

Polska stosunkowo niedawno uchwaliła ramy prawne regulujące funkcjonowanie sektora energetycznego w obecnym kształcie. Wiąże się z tym brak wypracowanej, jednolitej interpretacji prawa w ww. zakresie. 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.



### 3.27. Zarys strategii rozwoju.

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

Aktywnie obserwując sytuację na rynku energii w Polsce Zarząd ENEA S.A. przygotował 10-letnią strategię do 2020 r. celem uwzględnienia kluczowych dla sytuacji Grupy trendów na rynku energii w Polsce. Zidentyfikowane trendy to przede wszystkim: (i) wzrost zapotrzebowania na energię i ograniczenie dostępnej na rynku mocy wytwórczej, (ii) zaostrzenie polityki UE w zakresie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>, (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, zapewnieniu przyjaznego środowiska pracy naszym pracownikom oraz budowie wartości dla naszych akcjonariuszy przy zapewnieniu dbałości o środowisko naturalne.

Naszą strategię zamierzamy realizować poprzez:

- Rozwój działalności podstawowej Grupy – obszarze, w którym będziemy się koncentrować 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 – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:
  - optymalizacji funkcjonowania procesów podstawowych,
  - optymalizacji funkcji wsparcia,
  - zapewnieniu integracji operacyjnej Grupy,
  - reorganizacji działalności spółek zależnych Grupy,
- Budowanie firmy odpowiedzialnej społecznie – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:
  - zapewnieniu zrównoważonego zarządzania kapitałem ludzkim,
  - zapewnieniu dialogu ze społecznością lokalną i uwzględnieniu jej głosu w działalności biznesowej,
  - promowaniu rozwiązań i zachowań pro środowiskowych.

Integralną częścią strategii jest wdrożenie nowego modelu biznesowego Grupy, zakładającego 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 wariantcie bazowym ok. 18,7 mld PLN do 2020 r. na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne (około 39,4% łącznych nakładów inwestycyjnych), dystrybucję (około 34,4% łącznych nakładów inwestycyjnych) oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji (około 26,2% łącznych nakładów inwestycyjnych).



W obszarze wytwarzania konwencjonalnego naszym głównym celem jest wybudowanie nowego bloku opalanego węglem kamiennym o mocy ok. 1.000 MW w Świerżach Górnych (zakładamy średni koszt budowy 1 MW na poziomie ok. 1,4 mln EUR). Planujemy jego rozruch w 2016 r. Obecnie prowadzimy postępowanie na wybór wykonawcy budowy nowego bloku o mocy ok. 1.000 MW, którego wyłonienie planujemy na I kwartał 2012 r. Jednocześnie kontynuujemy modernizację pozostałych bloków 200 i 500 MW funkcjonujących w Elektrowni Kozienice. Prowadzimy również analizy w zakresie przygotowania budowy drugiego bloku o mocy ok. 1.000 MW w Świerżach Górnych, 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. W 2010 r. wydatki inwestycyjne w obszarze dystrybucji wyniosły 583,3 mln PLN, w stosunku do zaplanowanych 575 mln PLN. Natomiast w I półroczu 2011 r. wydatki inwestycyjne w obszarze dystrybucji wyniosły ponad 217,5 mln PLN, co stanowi 99,7% w stosunku do nakładów planowanych na koniec II kwartału 2011 r. oraz 27,1 % całkowitych nakładów planowanych do realizacji w 2011 r.

Zgodnie z art. 16 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, ENEA Operator wystąpiła do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o uzgodnienie projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, opracowanego na lata 2011-2015.

W grudniu 2010 r. Prezes URE uznał przedłożony projekt za uzgodniony w zakresie rzeczowym, obejmującym 2011 r., zatwierdzając jednocześnie tzw. poziom uzasadnionych nakładów inwestycyjnych na ten rok w wysokości 802.311 tys. zł. Są więc one o blisko 40% wyższe niż w planie inwestycyjnym na rok 2010. Natomiast w czerwcu 2011 r. Prezes URE uznał przedłożony przez Spółkę projekt Planu Rozwoju za uzgodniony w zakresie obejmującym lata 2012-2015.

Plan inwestycyjny na rok 2011 jest pierwszym planem inwestycyjnym ENEA Operator, w którym większość inwestycji dotyczyć będzie modernizacji i odtworzenia majątku związanego z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc. Stanowiąc one będą ponad 50% wskazanej wyżej kwoty w roku 2011. Pozostała część nakładów w zdecydowanej większości przeznaczona zostanie na przyłączanie nowych odbiorców i źródeł wytwarzania energii elektrycznej. W poprzednich planach ta relacja była odwrócona – większość nakładów stanowiły przyłączenia nowych odbiorców i źródeł.

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

W marcu 2011 r. spółka Grupy Kapitałowej ENEA dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych Grupy z Odnawialnych Źródeł Energii (Elektrownie Wodne Sp. z o.o.) 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. Jej produktywność w 2010 r. wyniosła 14,7 GWh.

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 S.A. (Elektrociepłownia Białystok) Dzięki tej transakcji Grupa posiada prawie 100% akcji białostockiej firmy (0,06% należy do pracowników białostockiego przedsiębiorstwa). 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 Wielkopolskich. Obiekt należący do spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku dysponuje mocą 330 kW. Szacowana średnioroczna wielkość produkcji energii elektrycznej to 1.440 MWh. Elektrownia wodna w Obornikach Wlkp. jest 21 obiektem tego typu należącym do Grupy ENEA.

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 drugiego bloku o mocy około 1.000 MW w Świerżach Górnych. Ponadto Zarząd nie wyklucza realizacji inwestycji związanej z budową elektrowni atomowej o mocy około 1.600 MW. W tym przypadku dodatkowe nakłady wynosić będą około 14,4 mld PLN (9,4 mld PLN do 2020 r.).

### 3.28. Planowane nakłady inwestycyjne.

W 2011 r., w ramach działalności ENEA, ENEA Operator i Elektrowni Kozienice, planujemy poczynić nakłady inwestycyjne w wysokości około 1.607.905 tys. PLN. Poniższa tabela przedstawia planowane nakłady inwestycyjne w roku kończącym się 31 grudnia 2011 r., w podziale na poszczególne rodzaje.

	Za rok kończący się 31 grudnia 2011 r.
	(w tys. PLN)
<b>Nakłady inwestycyjne na majątek dystrybucyjny, w tym</b>	<b>802 311</b>
<i>Przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związana z tym budowa nowych sieci</i>	282 931
<i>Modernizacja i odtworzenie istniejącego majątku, związane z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc</i>	424 428
<i>Nakłady inwestycyjne pozostałe</i>	94 952
<b>Nakłady inwestycyjne na aktywa wytwórcze, w tym:</b>	<b>257 797</b>
<i>Inwestycje w poszczególne bloki 200 MW</i>	98 035
<i>Inwestycje wspólne* w blok 200 MW</i>	9 435
<i>Budowa bloku energetycznego około 1.000 MW</i>	31 506
<i>Inwestycje w poszczególne bloki 500 MW</i>	1 825



<i>Inwestycje wspólne* w bloki 500 MW</i>	13 291
<i>Inwestycje wspólne* w bloki 200 MW i 500 MW</i>	95 545
<i>Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych</i>	8 160
<b>Pozostałe nakłady inwestycyjne</b>	<b>547 797</b>
<b>Razem</b>	<b>1 607 905</b>

*\* Inwestycje wspólne – obejmują inwestycje w układy technologiczne wspólne dla funkcjonowania poszczególnych grup bloków (tzn. inwestycje wspólne dla bloków 200 MW, inwestycje wspólne dla bloków 500 MW, inwestycje wspólne dla bloków 200 MW i 500 MW).*

### **Majątek dystrybucyjny.**

Polityka inwestycyjna ma na uwadze obowiązek utrzymania właściwego stanu technicznego sieci dystrybucyjnej, zdolnej do realizacji usług dystrybucji energii elektrycznej w sposób ciągły oraz przy zachowaniu wymaganych parametrów technicznych jej dostarczania.

ENEA Operator jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii jest zobowiązana do sporządzania planów rozwoju dla obszaru swojego działania w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Plany rozwoju powinny uwzględniać miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego oraz kierunki rozwoju gminy określone w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego danej gminy. Projekty planów rozwoju podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

Znaczną część programu inwestycyjnego na lata 2011-2015 przewidujemy na realizację zadań związanych z przyłączeniem do sieci dystrybucyjnej zarówno odbiorców jak i wytwórców. Kolejną znaczną pozycją programu inwestycyjnego jest realizacja zadań polegających na modernizacji, wymianie i rozbudowie elementów sieci dystrybucyjnej w celu zachowania wymaganych parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej odbiorcom istniejącym. Program inwestycyjny obejmuje także zadania z zakresu wspomaganie dystrybucji jak np. informatyka, telekomunikacja, telemekhanika i pomiary oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych, w tym środków transportu oraz zadania dotyczące zapleczy, tj. budynków i budowli.

### **Aktywa wytwórcze.**

Polityka inwestycyjno-modernizacyjna w Elektrowni Kozienice realizowana będzie głównie poprzez działania w następujących obszarach:

- dostosowanie jednostek wytwórczych do osiągnięcia dopuszczalnych standardów emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu, które wynikają z dyrektyw UE oraz postanowień przewidzianych w Traktacie Akcesyjnym,
- jak najdłuższe i ekonomicznie uzasadnione wykorzystanie istniejących jednostek energetycznych, które eksploatowane będą w sposób bezpieczny i efektywny przy wysokiej dyspozycyjności i sprawności urządzeń wytwórczych,
- realizacja dalszych inwestycji związanych ze współspalaniem biomasy na istniejących kotłach energetycznych,
- budowa nowych jednostek wytwórczych na parametry nadkrytyczne o wysokiej sprawności wytwarzania energii.

W związku z zaostrzającymi się wymogami dotyczącymi ochrony środowiska, w tym dotyczącymi ograniczeń w zakresie emisji dwutlenku węgla i innych gazów i substancji, Elektrownia Kozienice dokonuje modernizacji jednostek wytwórczych pod kątem zmieniających się wymogów w zakresie ochrony środowiska. W najbliższych



latach Elektrownia Kozienice planuje dokonać, między innymi, następujących modernizacji: (i) do 2014 r. w ramach modernizacji w zakresie redukcji emisji pyłu, planuje się modernizację elektrofiltrów na blokach nr 3, 4 i 8; (ii) do 2018 r. w celu osiągnięcia emisji NO<sub>x</sub> poniżej 200 mg/Nm<sup>3</sup> na blokach 1-10 planuje się zabudowę instalacji odazotowania spalin.

W 2016 r. planujemy wybudować i uruchomić w Elektrowni Kozienice blok o mocy osiągalnej około 1.000 MW. W marcu 2008 r. Elektrownia Kozienice uzyskała decyzję Burmistrza Gminy Kozienice w sprawie ustalenia warunków zabudowy dla tej inwestycji, zaś w grudniu 2008 r. została podpisana umowa przyłączeniowa z PSE Operator ustalająca warunki przyłączenia bloku o mocy około 1.000 MW do krajowej sieci przesyłowej. Szacowany koszt inwestycji wyniesie ok. 1,4 mld EUR.

#### **Pozostałe nakłady inwestycyjne.**

W ramach kwoty pozostałych nakładów inwestycyjnych w wysokości 547,8 mln PLN Spółka planuje wydatkować środki w szczególności na: inwestycje kapitałowe pieniężne w spółki Grupy prowadzące działalność wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej (w tym również z OZE), modernizację oświetlenia drogowego oraz projekty teleinformatyczne.

Przewidujemy, że planowane nakłady inwestycyjne zostaną pokryte z dostępnych środków pieniężnych, środków pieniężnych z działalności operacyjnej, a ponadto z pozyskanego finansowania dłużnego.

#### **Realizowane inwestycje.**

Aktualnie realizujemy plan inwestycyjny na 2011 r., w ramach którego prowadzimy/prowadziliśmy następujące inwestycje:

- inwestycje na aktywa dystrybucyjne obejmujące budowę i modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz realizację przyłączenia klientów do sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia;
- inwestycje w majątek dystrybucyjny dla wspomagania dystrybucji obejmującą zadania z obszarów informatyki, telekomunikacji, telemechaniki i układów pomiarowo - rozliczeniowych;
- inwestycje w zakupy urządzeń elektroenergetycznych (transformatory oraz inne aparaty wykorzystywane na stacjach), przekaźników zabezpieczających przed skutkami zwarć, aparatury kontrolno-pomiarowej oraz środków transportu;
- zabudowę instalacji katalitycznego odazotowania spalin dla kotłów nr 4 do 8 w Elektrowni Kozienice;
- modernizację bloku nr 4 w Elektrowni Kozienice, polegającą między innymi na wymianie elektrofiltru, modernizacji kotła, turbozespołu oraz modernizacji automatyki blokowej;
- budowę nowej sprężarkowni nr 2 w Elektrowni Kozienice - zrealizowano;
- przebudowę estakady transportu hydraulicznego popiołu i żużla oraz rurociągów wody powrotnej ze składowiska w Elektrowni Kozienice;
- budowę instalacji odsiarczania spalin IOS III dla bloku nr 10 w Elektrowni Kozienice - zrealizowano;
- nabycie większościowego pakietu akcji Elektrociepłowni Białystok S.A. - zrealizowano

### **3.29. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych.**

Sytuacja finansowa Grupy tworzy silne podstawy dla możliwości 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.





### 3.30. Opis wykorzystania wpływów z emisji akcji.

Środki pozyskane przez ENEA S.A. w drodze emisji akcji, są lokowane w instrumenty o minimalnym ryzyku, tj. instrumenty dłużne emitowane, poręczone lub gwarantowane przez Skarb Państwa oraz depozyty bankowe. Zrealizowane przychody z tytułu dokonanych inwestycji za I półrocze 2011 r. wyniosły 43,403 tys. PLN. Zgodnie z zapisami prospektu emisyjnego środki pozyskane w drodze emisji Spółka przeznacza na realizację inwestycji.

## 4. Władze ENEA S.A.

### 4.1. Skład osobowy.

Na dzień przekazania niniejszego raportu skład osobowy Zarządu przedstawia się następująco:

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

Na dzień przekazania niniejszego raportu skład osobowy Rady Nadzorczej przedstawia się następująco:

Imię i nazwisko	Funkcja
Wojciech Chmielewski	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Jeremi Mordasewicz	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Michał Kowalewski	Sekretarz Rady Nadzorczej
Małgorzata Aniołek	Członek Rady Nadzorczej
Tadeusz Dachowski	Członek Rady Nadzorczej
Paweł Lisiewicz	Członek Rady Nadzorczej



Agnieszka Mańkowska	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej
Graham Wood	Członek Rady Nadzorczej

#### **4.2. Wykaz akcji i udziałów podmiotów z Grupy Kapitałowej ENEA w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących.**

Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania stan posiadania akcji nie uległ zmianie od poprzedniego raportu i przedstawia się następująco:

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba posiadanych akcji ENEA S.A. na dzień 30 czerwca 2011 r.
Tadeusz Dachowski	Członek Rady Nadzorczej	4 440
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej	4 140
Maksymilian Górniak	Członek Zarządu ds. Handlowych	3 740

Na dzień przekazania niniejszego raportu okresowego pozostałe osoby zarządzające oraz nadzorujące nie posiadają akcji ENEA S.A.

Na dzień przekazania niniejszego raportu okresowego osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadają akcji lub udziałów w podmiotach zależnych ENEA S.A.

## **5. Struktura kapitału zakładowego oraz akcjonariatu ENEA S.A.**

### **5.1. 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.

Struktura kapitału zakładowego po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Emitenta przedstawia się następująco:

- 295.987.473 akcje zwykłe na okaziciela serii „A”,



- 41.638.955 akcji zwykłych imiennych serii „B”,
- 103.816.150 akcji zwykłych na okaziciela serii „C”.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania wysokość i struktura kapitału zakładowego ENEA S.A. pozostaje bez zmian.

## 5.2. Struktura akcjonariatu.

Na dzień 30 czerwca 2011 r. raportu struktura akcjonariuszy posiadających ponad 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A. przedstawia się następująco:

l.p	Akcjonariusz	Stan na 30 czerwca 2011 r.		Stan na 16 maja 2011 r.	
		Liczba akcji/liczba głosów na wz	Udział w kapitale zakładowym/udział w ogólnej liczbie głosów	Liczba akcji/liczba głosów na wz	Udział w kapitale zakładowym/udział w ogólnej liczbie głosów
1	Skarb Państwa	230 109 853	52,13%	229 160 835	51,91%
2	Vattenfall AB	82 395 573	18,67%	82 395 573	18,67%
3	Pozostali	128 937 152	29,20%	129 886 170	29,42%
Razem		441 442 578	100,00%	441 442 578	100,00%

W okresie od przekazania raportu za I kwartał 2011 r. nie nastąpiły zmiany w strukturze własności znacznych pakietów akcji ENEA S.A.

Według informacji przekazanych przez prowadzącego w imieniu ENEA S.A. Księgę Akcyjną DI BRE rozbieżność liczby akcji przez Skarb Państwa w okresie pomiędzy 16 maja 2011 r. a 30 czerwca 2011 r. związana jest ze specyfiką obsługi spadkobierców.

Proces obsługi spadkobierców zakłada, że w pierwszym kroku zawierają oni umowę ze Skarbem Państwa – wtedy Skarb Państwa przestaje być właścicielem akcji imiennych, których dotyczy umowa. Skarb Państwa pozostaje jednak nadal akcjonariuszem wpisanym do Księgi Akcyjnej Spółki – wykreślenia dokonuje się po złożeniu odpowiedniego wniosku przez nabywcę i spełnieniu warunków określonych w KSH.

Dokumenty związane z nabyciem akcji są zwracane do DI BRE i dopiero wtedy spadkobierca może zgłosić się ponownie i złożyć wniosek o dokonanie wpisu w Księdze Akcyjnej (ujawnienie spadkobiercy jako akcjonariusza Spółki z jednoczesnym wykreśleniem Skarbu Państwa jako akcjonariusza z tych akcji). Po tym pozostaje jeszcze okres na dokonanie zawiadomienia SP o tym, że będzie wykreślony i odczekanie min 2 tygodni jakiego zgodnie z KSH przysługują na wniesienie protestu.

Na chwilę obecną około siedmiuset spadkobierców, którzy zawarli umowy ze Skarbem Państwa nie zgłosiło się ponownie w celu złożenia wniosku o wpis do Księgi Akcyjnej – Skarb Państwa nie jest już właścicielem nabytych przez nich akcji, jednak nadal figuruje w Księdze Akcyjnej.



## 6. Opis zasad sporządzania półrocznego skróconego sprawozdania finansowego oraz skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

### **Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe.**

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia 2011 r. do 30 czerwca 2011 r. zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską („MSSF UE”).

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone według zasady kosztu historycznego, za wyjątkiem aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży oraz płatności w formie akcji.

Najważniejsze zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy ENEA przedstawione zostały w nocie nr 3 do sprawozdania finansowego Grupy ENEA za I półrocze 2011 r. Zasady te stosowane były we wszystkich prezentowanych okresach w sposób ciągły.

### **Skrócone śródroczne sprawozdanie finansowe.**

#### **Opis ważniejszych stosowanych zasad rachunkowości.**

Najważniejsze zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego ENEA S.A. przedstawione zostały w nocie nr 3 do sprawozdania finansowego ENEA S.A. za I półrocze 2011 r. Zasady te stosowane były we wszystkich prezentowanych okresach w sposób ciągły.

#### **Podstawa sporządzenia.**

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia 2011 r. do 30 czerwca 2011 r. zostało sporządzone zgodnie z wymogami Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską („MSSF UE”).

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe zostało sporządzone według zasady kosztu historycznego, za wyjątkiem aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży oraz płatności w formie akcji.

## 7. Pozostałe informacje.

### ***7.1. Podmiot uprawniony do badania dokonujący przeglądu sprawozdań finansowych.***

Uprawniony podmiot to Deloitte Audyt Sp. z o.o., Al. Jana Pawła II 19, 00-854 Warszawa, wpisany na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych prowadzoną przez Krajową Izbę Biegłych Rewidentów z dnia 7 lutego 1995 r., pod numerem ewidencyjnym 73.



## **7.2. Inne informacje, które są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego Emitenta i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Emitenta.**

Niezależnie od informacji zamieszczonych w pozostałych częściach raportu półrocznego w opinii Zarządu należy także zwrócić uwagę na następujące informacje:

### **Społeczna odpowiedzialność biznesu**

Rok 2011 jest dla nas pierwszym rokiem wdrażania *Strategii społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy Kapitałowej ENEA* oraz przygotowywania się do wydania raportu CSR. Zamierzamy w nim otwarcie zakomunikować naszemu otoczeniu o tym, jakie podjęliśmy działania i co udało się nam dzięki nim osiągnąć.

W raporcie tym nie może zabraknąć informacji o naszych wewnętrznych standardach związanych z monitoringiem wpływu ENEA na środowisko naturalne oraz z jego ochroną poprzez nasze codzienne działania i nawyki, ponieważ jednym z nadrzędnych celów Strategii CSR w Grupie ENEA jest cel: „Promowanie rozwiązań i zachowań prośrodowiskowych”. Realizacja tego celu pozwoli nam to zaistnieć w Respect Index - indeksie spółek odpowiedzialnych notowanych na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych, dla którego kwestie ochrony środowiska są kluczowe.

Aby być w tym obszarze wiarygodnym, musimy rozpocząć działania od nas samych. Dlatego też w *Planie operacyjnym wdrażającym Strategię społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy Kapitałowej ENEA* wyznaczyliśmy osiem działań mających na celu zmniejszenie naszego negatywnego wpływu na środowisko, w tym działanie „Zapewnienie systemu segregacji odpadów (papier, plastik, szkło, zużyte baterie) w biurze ENEA S.A.”. Bez ich wdrożenia nie będziemy mogli dołączyć do grona firm dbających w sposób szczególny o środowisko naturalne w każdym obszarze swojej działalności. Konkurencyjne dla Grupy ENEA podmioty z branży energetycznej podejmują coraz więcej takich działań. Dotyczy to zarówno dużych inwestycji jak i codziennego funkcjonowania firmy i jej biura.

Ponieważ jesteśmy przekonani, że każdy nawet niewielki wkład w dbałość o środowisko i zrównoważony rozwój ma sens, postanowiliśmy rozpocząć kampanię edukacyjną podnoszącą świadomość ekologiczną pracowników. Pierwsza eko-praktyka to segregacja odpadów. We wszystkich biurach ENEA S.A. w Poznaniu, Szczecinie, Bydgoszczy i Zielonej Górze pojawią się kosze do segregacji odpadów Ovetto.

Kosze będą składały się z trzech komór, których drzwiczki będą różniły się kolorami ze względu na typ odpadów (niebieskie-papier, zielone-szkło, żółte-plastik) oraz wmontowanej zgniataarki do butelek PET w celu zredukowania ich objętości. Ten wcześniejszy podział ze względu na materiał, z którego zrobione są wrzucane odpady, zapewnia właściwe nimi dysponowanie i ich przetwarzanie. Całość obracać się będzie wokół osi, pozwalając na łatwy dostęp do wszystkich pojemników. By bardziej utożsamiać się z ideą zrównoważonego rozwoju, kosze te wyprodukowane zostały w 40-70% z materiałów z recyklingu i opakowane w kartony także z odzyskanych surowców.

Równocześnie z pojawieniem się koszy w biurach na zapleczach budynków pojawią się adekwatnie oznaczone pojemniki do składowania posegregowanych odpadów.

Biura są miejscem, gdzie pracownicy spędzają dużą część dnia i gdzie wykonują szereg czynności, które wiążą się z oddziaływaniem na środowisko – zużyciem energii, wody, papieru, czy produkcją odpadów. Zdarza się tak, że Ci którzy z pobudek ekonomicznych, oszczędnie gospodarują energią i innymi zasobami w swoim domu, zapominają o swoich proekologicznych nawykach, jeśli nie muszą płacić za zużycie prądu, czy wody. Z drugiej strony, część proekologicznych nawyków nabytych w miejscu pracy (np. segregacja odpadów) może zostać przeniesionych na grunt rodzinny – w ten sposób świadomość ekologiczna zdobyta w biurze, może zostać przekazana członkom rodzin pracowników.

Inicjując projekt segregacji odpadów w biurach ENEA S.A., mamy nadzieję, że stanie on częścią większej kampanii edukacyjnej zwiększającej świadomość i wiedzę ekologiczną pracowników Grupy. Liczymy, że dzięki



uczynieniu codziennej segregacji nawykiem łatwym i przyjemnym przyczynimy się do popularyzacji segregacji odpadów i szacunku dla środowiska nie tylko w pracowniczych rodzinach, ale także w całym społeczeństwie. Mamy też nadzieję, że do inicjowanej właśnie eko-praktyki przyłączyć będą chciały się wszystkie spółki Grupy ENEA.

### **Zakładka CSR na głównej stronie internetowej ENEA S.A.**

ENEA S.A. uruchomiła w lutym 2011 r. osobną zakładkę na głównej stronie internetowej Spółki dedykowaną zagadnieniom społecznej odpowiedzialności biznesu.

W ostatnim roku wiele wydarzyło się zarówno w naszej Spółce, jak i całej Grupie w tym obszarze, o czym staraliśmy się na bieżąco informować. W czerwcu 2010 r. wydana została publikacja „Przeglądu zaangażowania społecznego ENEA S.A. za lata 2007-2009”. Publikacja ta dała możliwość skutecznego informowania interesariuszy o dotychczasowych działaniach społecznych spółki. Od maja do lipca ub. roku odbyły się warsztaty, na których przedstawiciele Spółek Grupy wypracowali przyjętą przez Zarząd ENEA S.A. w październiku 2010 „Strategię społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy Kapitałowej ENEA”, którą Rada Nadzorcza ENEA zatwierdziła w listopadzie ub. roku. Uczestniczyliśmy w Targach Dobrych Praktyk CSR i konferencjach tematycznych. Jeszcze wcześniej, w 2009 r. podpisaliśmy branżową „Deklarację w Sprawie Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu”.

O tle historycznym społecznej odpowiedzialności biznesu w naszej Grupie, założeniach Strategii CSR, o podjętych inicjatywach prospołecznych i prośrodowiskowych oraz o tym jak Grupa ENEA rozumie społecznie odpowiedzialny biznes można już od dziś przeczytać na nowej stronie internetowej. Oczywiście, poszczególne sekcje będą się stale rozbudowywać wraz z rozwojem działań i pojawiającymi się nowymi aktywnościami. Pomimo tego, że już teraz projektowane są kolejne moduły, w których będziemy z czasem informować o kierunkach społecznego zaangażowania jakie zdecyduje się przyjąć Grupa, o zasadach współpracy z organizacjami społecznymi, o relacjach z Klientami i partnerami biznesowymi, o nowych inicjatywach, zdecydowaliśmy się uruchomić zakładkę już teraz.

Zakładki poruszające tematykę społecznej odpowiedzialności biznesu mają wszystkie wielkie światowe korporacje. Także w Polsce liczące się przedsiębiorstwa prowadzą komunikację o CSR na stronach internetowych.

W świetle podjętego publicznie zobowiązania o zarządzaniu Grupą ENEA zgodnie z zasadami CSR, musiało to znaleźć odzwierciedlenie w ogólnym komunikowaniu się ENEA S.A. z otoczeniem, a szczególnie w podstawowym kanale komunikacji każdego przedsiębiorstwa – stronie internetowej. Wymagają tego ogólnie przyjęte standardy przejrzystej komunikacji na temat kluczowych dla interesariuszy założeń i działań odpowiedzialnej społecznie firmy. Informacje te mogą mieć wpływ na ich funkcjonowanie oraz ocenę możliwości i zasad współpracy ze Spółkami Grupy. Brak podstawowych informacji na temat przyjętej Strategii CSR na stronie internetowej może podkopać wiarygodność firmy w oczach środowiska eksperckiego oraz interesariuszy, szczególnie tych zainteresowanych kwestiami społecznej odpowiedzialności biznesu i poziomem wdrażania jej zasad przez Grupę ENEA. Komunikacja faktu przyjęcia Strategii CSR oraz jej celów potwierdza zrozumienie przez firmę odpowiedzialną społecznie priorytetu otwartej i skutecznej komunikacji z kluczowymi interesariuszami zewnętrznymi.

Brak informacji o przyjęciu Strategii CSR na stronie internetowej, które są podstawowym źródłem informacji o firmie, mogłoby budzić wątpliwości, co do rzeczywistej intencji wdrażania Strategii CSR przez ENEA. Z kolei brak informacji o tym, jak firma mająca przyjętą Strategię CSR rozumie społecznie odpowiedzialny biznes, mogłoby grozić negatywną oceną środowiska eksperckiego i praktyków CSR oraz firm praktykujących CSR lub nadszarpnięciem reputacji poprzez przedstawienie na łamach prasy ogólnopolskiej jako złej praktyki braku konsekwencji Grupy ENEA w komunikowaniu założeń strategii.



## **Polityka społecznego zaangażowania**

Rada Nadzorcza ENEA S.A. 21 kwietnia br. zatwierdziła „Politykę społecznego zaangażowania Grupy Kapitałowej ENEA” po wielu konsultacjach i warsztatach przeprowadzonych wspólnie ze wszystkimi spółkami. Ustanawia on m.in. główne kierunki działań zaangażowania społecznego spółek wchodzących w skład Grupy, jakimi są środowisko i społeczność.

Zasadnicza zmiana, którą wprowadza Polityka - co znajduje przełożenie na nowe *Zasady przydzielania darowizn w ENEA S.A.*, które zostały zatwierdzone przez Zarząd ENEA S.A. 15 marca br. - to wprowadzenie obowiązku aplikowania potencjalnych beneficjentów o wsparcie na odpowiednio sporządzonym formularzu.

Dokument zawiera wytyczne opisu projektów i działań dla aplikujących o wsparcie organizacji i instytucji. Dostępny jest on-line na firmowej stronie internetowej ENEA S.A. Odtąd tylko wnioski wypełnione na tym dokumencie będą rozpatrywane przez Zarząd Spółki.

Ponadto Polityka wprowadza drugi formularz - oceny wniosków. Zawiera on wytyczne dotyczące oceny projektów i działań zaangażowania społecznego Grupy ENEA. Będzie narzędziem ułatwiającym dobór wniosku tak, aby pomagał wytypować wartościowe i zgodne z kierunkami Polityki projekty.

Formularze powinny też zaimplementować spółki Grupy udzielające jakiegokolwiek formy wsparcia. Taka była idea ich pojawiania się w Polityce. Dane z formularzy służyć mają wspólnemu raportowaniu przez spółki Grupy o projektach z zakresu zaangażowania społecznego (środowisko i społeczność), które będą prowadzone w bieżącym roku. Otworzy to możliwość prowadzenia sprawozdań w oparciu o międzynarodowy system raportowania GRI, który jest przyjęty za standard na świecie. Dzięki temu Grupa ENEA będzie mogła wydać kolejny Raport społeczny oraz Raport CSR. Polepszy planowanie, koordynowanie i komunikację projektów na zewnątrz Grupy oraz ułatwi dobór partnerów społecznych i projektów.

Dodatkową wartością obu dokumentów jest to, że zostały wypracowane w drodze warsztatów, rozmów i wspólnych ustaleń ze spółkami Grupy ENEA

## **Program Wspierania Wolontariatu Pracowniczego „Z porywu serca”**

Inicjatywy niesienia pomocy i zaangażowania społecznego pracowników są obecne w kulturze Grupy ENEA od dawna. W pracownikach tkwi ogromny potencjał, który jako pracodawca społecznie zaangażowany jest silnie wspierany przez ENEA.

Od 2011 r. Grupa ENEA rozpoczęła aktywne włączanie w działania społeczne swoich pracowników. Zatwierdzono „Ramowe zasady wspierania wolontariatu pracowniczego”, które uregulowały dotychczasowe aktywności pracowników w sferze prospołecznej. Dziś wolontariat pracowniczy stanowi nową formę budowania relacji z interesariuszami firmy.

Pracownicy w Grupie ENEA osobiście angażują się w bezinteresowną pomoc potrzebującym. Wiele akcji pomocowych, to ich własna inicjatywa. Bez wątpienia zaangażowanie w działania dobroczynne wynika ze świadomości o ponadczasowej wartości niesienia pomocy, ale przede wszystkim z osobistej satysfakcji i radości, jakie niesie dobroczynność. Widoczne wyniki udzielonego innym wsparcia są dla naszych pracowników główną motywacją do dalszych działań. Ich postawa jest dla ENEA inspirująca. W I półroczu 2011 r. chęć zaangażowania w aktywności wolontariackie zgłosiło 316 osób. Swoimi działaniami wolontariusze objęli ponad 6000 beneficjentów.

Wolontariusze podejmują działania na rzecz społeczności lokalnych, a także uczestniczą w dwóch zorganizowanych programach wolontariackich:

### **-Program edukacyjny „Nie taki prąd straszny”**

Wolontariusze Grupy ENEA edukują najmłodszych w zakresie bezpiecznego obchodzenia się z prądem. Odwiedzają szkoły podstawowe i przedszkola, gdzie organizują lekcje, na których pokazują film pt. „Nie taki prąd straszny”, prowadzą pogadankę i rozwiązują łamigłówki utrwalające zaprezentowaną wiedzę.

Cele przedsięwzięcia to: poprawa bezpieczeństwa dzieci w kontakcie z urządzeniami zasilanymi prądem elektrycznym, zbudowanie świadomości ekologicznej i poszanowania energii wśród najmłodszych, zaszczepianie wśród najmłodszych prawidłowych zachowań związanych z obchodzeniem się energią



elektryczną, promowanie bezpiecznego i racjonalnego użytkownika energii elektrycznej, zmniejszenie ryzyka porażenia prądem, czy poparzenia w wyniku niewłaściwego używania urządzeń elektrycznych, inspirowanie rodziców i nauczycieli do rozmów z dziećmi o bezpiecznej obsłudze urządzeń podłączonych do prądu, edukacja – wytłumaczenie jak wytwarza się energię elektryczną, edukacja ekologiczna, doskonalenie umiejętności współdziałania w grupie.

Program „Nie taki prąd straszny” skierowany jest do dzieci w wieku 5-9 lat i został opracowany we współpracy z nauczycielami metodykami. Patronaty: Minister Edukacji Narodowej, Wielkopolski Kurator Oświaty, Wicewojewoda Wielkopolski. Partner: Ashoka – Polska.

#### **- Pierwsza pomoc z ENEA - ratownictwo przedmedyczne**

Program ma na celu dostarczenie ludziom wiedzy z zakresu udzielania pierwszej pomocy przedmedycznej oraz naukę jej praktycznego zastosowania w razie, gdy staną się świadkami wypadku. Edukację prowadzą wolontariusze Grupy ENEA – ratownicy przedmedyczni, którzy przeszli szereg profesjonalnych szkoleń. Co roku w Polsce 40 tys. osób traci przytomność i umiera z powodu nagłego zatrzymania krążenia (NZK). Tragediom tym można zapobiec dzięki natychmiastowemu rozpoczęciu resuscytacji krążeniowo oddechowej. Program w swoim głównym założeniu ma propagować wśród ludzi odruch pierwszej pomocy i wiedzę, która pozwoli skutecznie i bezpiecznie ratować poszkodowanych.

Naszym celem jest: szerzenie wiedzy nt. tego, jak udzielić pomocy osobie poszkodowanej, chcielibyśmy sprawić, aby w miejscach publicznych na terenie działania Grupy ENEA ludzie mieli dostęp do automatycznych defibrylatorów – urządzeń, które wyzwalają impuls elektryczny do mięśnia sercowego i przywracają prawidłową pracę serca. Chcemy sprawić, by ludzie znali miejsca, w których zamontowane są takie urządzenia, wiedzieli jak ich użyć.

#### ***Projekt „Koalicja Prezesi Wolontariusze 2011”***

Projekt „Koalicja Prezesi-wolontariusze 2011” został zainicjowany przez Macieja Owczarka - Prezesa ENEA S.A. wsparty merytorycznie przez Pawła Łukasiaka - Prezesa Stowarzyszenia Akademia Rozwoju Filantropii w Polsce. Inicjatorzy zaprosili do tworzenia Koalicji Prezesów firm mających doświadczenie w zakresie społecznego zaangażowania i wolontariatu. Osoby, dostrzegające konieczność popularyzowania idei wolontariatu oraz manifestowania osobistego zaangażowania społecznego w ramach akcji wolontariackich. Pierwszym wspólnym działaniem prezesów-wolontariuszy jest Apel „Czas biznesu, czas pomagania” skierowany do liderów biznesu w Polsce, w którym zachęcają do włączenia się w prace Koalicji i promowania wolontariatu.

Zadaniem Koalicji jest stworzenie platformy współpracy i wymiany doświadczeń w zakresie społecznego zaangażowania biznesu oraz popularyzowanie postaw wolontariackich w środowisku przedsiębiorców. Realizowane będzie ono poprzez: wspieranie organizacji akcji wolontariackich z udziałem Prezesów; rozszerzenie Koalicji o nowych Członków; prezentację dobrych praktyk z zakresu społecznego zaangażowania i wolontariatu biznesu; edukację w zakresie społecznego zaangażowania biznesu; wymianę doświadczeń, wiedzy i umiejętności pomiędzy liderami biznesu a liderami organizacji społecznych; zabieranie głosu w debatach publicznych z okazji Europejskiego Roku Wolontariatu.

#### ***Nowoczesne aplikacje relacji inwestorskich***

ENEA S.A. jako pierwsza polska giełdowa spółka umożliwiła swoim akcjonariuszom stały dostęp do informacji przy użyciu specjalnie stworzonej do tego celu aplikacji Relacji Inwestorskich na urządzenia iPhone oraz iPad. Darmowa aplikacja ENEA IR dostępna jest w App Store.

Aplikacja została stworzona w celu zapewnienia stałego dostępu do informacji o Spółce akcjonariuszom, inwestorom oraz mediom. ENEA S.A. – jeden z największych sprzedawców energii elektrycznej – jest pierwszą Spółką notowaną na warszawskim parkiecie, która udostępnia mobilny kanał komunikacji inwestorom. Aplikacja dostępna jest w języku polskim i angielskim. Tym samym ENEA, obok takich światowych firm jak Allianz, Nestle, czy Marks&Spencer, dołączyła do grona pionierów nowych kanałów komunikacji w relacjach inwestorskich.



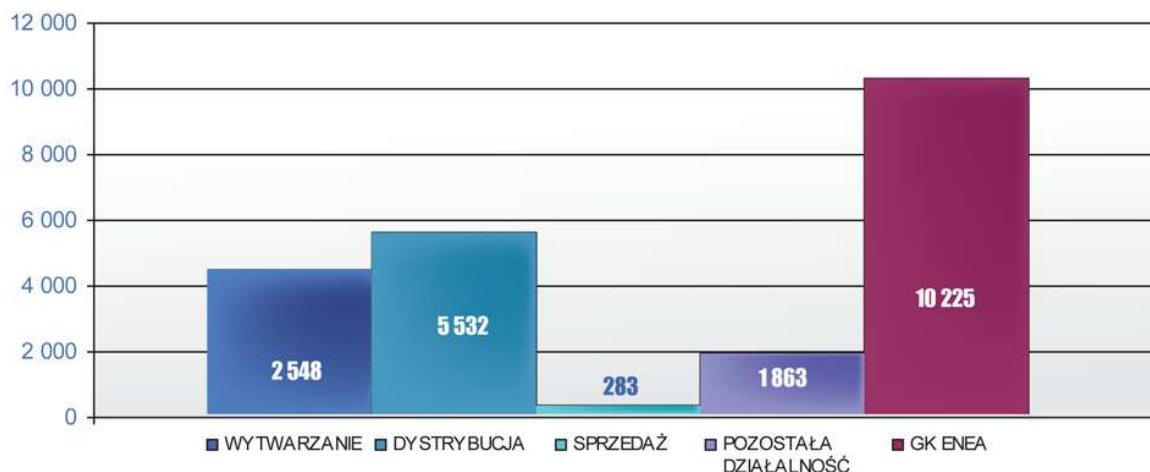


### 7.3. Informacja o transakcjach zabezpieczających ryzyko walutowe.

W ramach prowadzonej działalności na dzień 30 czerwca 2011 r. ENEA S.A. nie korzystała z transakcji zabezpieczających ryzyko walutowe. Spośród spółek zależnych transakcje zabezpieczające typu forward zawierane były w Elektrociepłowni Białystok S.A.

### 7.4. Struktura zatrudnienia w GK ENEA.

Struktura zatrudnienia w Grupie Kapitałowej ENEA wg segmentów działalności w I półroczu 2011 roku



### 7.5. Nagrody, wyróżnienia, osiągnięcia.

#### **ENEA w Raporcie „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2010. Dobre praktyki”**

Forum Odpowiedzialnego Biznesu opublikowało 31 marca br. dziewiąty już Raport „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2010. Dobre praktyki”. ENEA S.A. aplikowała do niego po raz pierwszy ze swoimi 2 przykładami odpowiedzialnych działań. ENEA S.A. znalazła się w gronie 117 wyróżnionych praktyk nadesłanych przez 108 firm.

Raport „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2010. Dobre praktyki” to najważniejsza w roku kalendarzowym publikacja dotycząca podejmowanych w Polsce działań CSR. Dla każdego, kto szuka informacji o firmach społecznie odpowiedzialnych to jak Biblia.

Raport został podzielony na pięć obszarów: społeczeństwo, rynek, środowisko, miejsce pracy oraz zarządzanie i raportowanie. Obie zgłoszone dobre praktyki zostały ujęte w nowopowstałym obszarze Raportu „Zarządzanie i raportowanie”.

Doceniono fakt, że Grupa ENEA zatwierdziła kompleksową, w pełni zintegrowaną ze Strategią Korporacyjną, wspólną dla wszystkich spółek „Strategię społecznej odpowiedzialności biznesu Grupy Kapitałowej ENEA”. Strategia CSR kładzie nacisk na kwestie związane z zarządzaniem kapitałem ludzkim, dialogiem z interesariuszami, w tym zwłaszcza ze społecznością lokalną, a także z promowaniem rozwiązań i zachowań prośrodowiskowych.

Grono eksperckie pozytywnie oceniło to, że jednym z pierwszych etapów analizy sytuacji w spółce przy budowie Strategii CSR był przegląd zaangażowania społecznego firmy i przygotowanie podsumowania podjętych w tej sferze przedsięwzięć. W wyniku tych działań powstał „Przegląd zaangażowania społecznego ENEA S.A. w latach 2007–2009”, przygotowany zgodnie z zasadami raportowania Global Reporting Initiative (GRI).

Raport podkreśla, że zauważalne są nowe trendy w obszarze CSR: coraz częstsze wykorzystywanie przez firmy w działaniach CSR mediów społecznościowych oraz rosnąca liczba działań skierowanych do pracowników firm, m.in. poprzez edukację na temat tego czym jest CSR lub organizowanie konkursów na inicjatywy, które później



realizują firmy. Widać też wyraźnie jak rosnące jest zaangażowanie małych i średnich przedsiębiorstw w mniejszych miastach.

***ENEA została przyjęta w dniu 3 czerwca 2011 r. do Global Compact - inicjatywy Sekretarza Generalnego ONZ mającej na celu promowanie odpowiedzialnie prowadzonego biznesu wobec społeczeństwa (CSR).***

Global Compact jest największą na świecie dobrowolną inicjatywą na rzecz odpowiedzialności korporacyjnej i zrównoważonego rozwoju, do której przystąpiło już ponad 8700 członków ze 130 krajów. Zainaugurowana w 2000 r. przez sekretarza generalnego ONZ Kofi Annana, stanowi skierowane do biznesu wezwanie do stosowania dziesięciu zasad etycznych z zakresu praw człowieka, praw pracowniczych, środowiska naturalnego, przeciwdziałania korupcji oraz promowania społecznej odpowiedzialności biznesu.

Firma, która przystąpi do Inicjatywy w szczególności zobowiązuje się do:

- 1) określonych zmian w działalności gospodarczej, tak aby Global Compact i jej zasady stały się częścią zarządzania, strategii, kultury i codziennych działań;
- 2) publikuje raz w roku sprawozdanie lub raport (np. raport zrównoważonego rozwoju) opisujący sposoby, w których wspierane są zasady Global Compact i jej zasad dzięki czemu „zasady Global Compact staną się częścią zarządzania, strategii, kultury i codziennych operacji firmy.
- 3) publicznie prezentuje swoje członkostwo w Global Compact i jej zasady za pomocą narzędzi komunikacyjnych tj. informacje prasowe, przemówienia, strona www itp.

ENEA włączając się do Global Compact publicznie zobowiązała się do respektowania powyższych zasad i czynnego wcielania ich w działalność firmy. Przystąpienie do Inicjatywy Global Compact jest konsekwencją systematycznego rozwijania odpowiedzialnego podejścia ENEA do swoich działań. Po przyjęciu strategii społecznej odpowiedzialności biznesu w Grupie uporządkowano i ukierunkowano zaangażowanie społeczne. Odtąd ENEA robi wszystko, by prowadzić swoją działalność w sposób odpowiedzialny. Bierze udział w wielu akcjach społecznych, angażując się w projekty wspierania rozwoju zarówno regionów objętych działalnością Spółki jak i całej Polski. W szczególności firma wspomaga dzieci, edukację, ochronę zdrowia i środowiska.

Członkostwo w Global Compact to kolejny krok potwierdzający, że ENEA jest firmą odpowiedzialną społecznie. W gronie 80 przedsiębiorstw, miast, wyższych uczelni i organizacji pozarządowych reprezentujących nasz kraj w tej inicjatywie, ENEA S.A. znalazła się obok m.in. PKN Orlen, Telekomunikacji Polskiej, Grupy LOTOS i PGNiG.

### ***Medal Acanthus Aureus***

W dniu 24 maja br. po raz trzeci ENEA S.A. została uhonorowana medalem Acanthus Aureus podczas odbywających się w Poznaniu targów Expopower Wyróżnienie zostało przyznane za stoisko najbardziej sprzyjające realizacji strategii marketingowej. Stoisko naszej firmy docenione zostało za innowacyjność i ekologiczność, gdyż część gadżetów wykonana została z drewna i papieru. Wyjątkowość naszej ekspozycji polegała na tym, że rozbrzmiewała ona głosami przyrody i ptaków, co ciekawe, bez towarzyszącej temu muzyki. Zestawienie naturalnych odgłosów polskich lasów z kreacją całego stoiska, na którym królowały rośliny drzewa dawało niesamowity efekt. Tak bardzo, że zwiędzający często spoglądali w górę hali targowej w poszukiwaniu uwieczonych przez przypadek skrzydlatych śpiewaków.

Międzynarodowe Targi Expopower to przede wszystkim spotkania i liczne dyskusje specjalistów z branży elektroenergetycznej na aktualne tematy i zagadnienia. To także okazja i szansa na zapoznanie się z najnowszymi produktami i innowacyjnymi rozwiązaniami technologicznymi dla energetyki. Przewodnym hasłem Expopower 2011 była energetyka przyszłości. Tematyka targów objęła takie zagadnienia jak: wytwarzanie, przesył i dystrybucję energii elektrycznej i ciepłej, maszyny i urządzenia elektryczne, przewody i łączniki, sterowanie i kontrolę, akcesoria układów automatyki, instalacje odgromowe, budownictwo energetyczne i oświetlenie. W tegorocznej edycji uczestniczyli wiodący przedstawiciele branży energetycznej i elektrotechnicznej (m.in. ABB, Apator, Elektrobudowa, Elektromontaż Poznań, Elektromontaż Lublin, ENEA, Energa, Es System, Hager, Kromiss-Bis, LUG, Mikronika, Philips, Tauron). W sumie na targach energetycznych swoją ofertę przedstawiło około 350 firm z kilkunastu krajów. W ramach EXPOPOWER zorganizowany został również Salon OŚWIETLENIE – profesjonalna prezentacja ofertą firm z branży oświetleniowej. Ekspozycji



towarzyszyła też konferencja „Energoozczędność w oświetleniu”. Wzorem roku ubiegłego Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej zorganizowało podczas targów II Forum Elektroenergetyki Polskiej. Konferencja odbyła się pod hasłem „Nowe Prawo energetyczne potrzebne od zaraz”. Ofertę targów EXPOPOWER dopełniły organizowane po raz trzeci Międzynarodowe Targi Energii Odnawialnej GREENPOWER oraz Międzynarodowe Targi Robotyki, Automatyki i Aparatury Kontrolno-Pomiarowej AUTOMA.

#### ***ENEA marką najbardziej przyjazną środowisku według konsumentów***

Konsumenci docenili proekologiczne działania ENEA, przyznając jej tytuł Marki Najbardziej Przyjaznej Środowisku w kategorii Dostawca energii. ENEA została wyłoniona na podstawie ogólnoeuropejskiego badania European Trusted Brands 2011, przeprowadzonego przez Reader's Digest. Badanie objęło 33 005 respondentów z szesnastu krajów. W Polsce próba wyniosła 956 osób. Badanie realizowane było metodą kwestionariusza on-line lub ankiety pocztowej w okresie sierpień-październik 2010 r.

#### ***Tytuł Firmy Dobrze Widzianej***

ENEA, jako firma najlepiej realizująca ideę społecznej odpowiedzialności biznesu w województwie wielkopolskim, została nagrodzona w konkursie Firma Dobrze Widziana. Tytuł przyznawany jest przedsiębiorstwom, które w opinii otoczenia wyróżniają się aktywnością w obszarze CSR. Wyboru nominowanych do tytułu i laureatów konkursu dokonują Regionalne Kapituły Konkursowe powołane w każdym województwie. W ich skład wchodzi przedstawiciele pracodawców, organizacji pozarządowych, mediów oraz lokalnej administracji.



