

Pozostałe informacje

do rozszerzonego skonsolidowanego
raportu za IV kwartał 2011 r.

ENEA S.A.

Poznań, 29 lutego 2012 r.



Spis treści:

1. Opis organizacji Grupy Kapitałowej ENEA	5
1.1. Opis zmian w strukturze Grupy.....	5
1.2. Opis inwestycji kapitałowych w obrębie Grupy	6
2. Opis działalności Grupy Kapitałowej ENEA.....	7
2.1. Wytwarzanie	7
2.1.1. Elektrownia „Kozienice” S.A.	7
2.1.2. Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	10
2.1.3. Elektrociepłownia Białystok S.A.	13
2.1.3.1. Produkcja i sprzedaż ciepła.....	14
2.1.3.2. Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej.....	14
2.1.3.3. Prawa majątkowe OZE i CHP	16
2.1.4. Pozostałe źródła	17
2.2. Dystrybucja	17
2.3. Obrót.....	19
2.3.1. Zakup i sprzedaż energii przez ENEA S.A.	19
2.3.2. Sprzedaż energii przez Elektrownię Kozienice.	19
3. Stanowisko Zarządu odnośnie do możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok	20
4. Akcjonariusze posiadający co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A.	20
5. Stan posiadania akcji Emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące ENEA S.A.	21
6. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	22
7. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi	22
8. Informacje o udzieleniu poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	22
9. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta.....	23
9.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych Grupy Kapitałowej ENEA, ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres 12 m-cy 2011 r.	23
9.1.1. Wyniki finansowe	23
9.1.1.1. Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat	23
9.1.1.2. Wyniki na poszczególnych segmentach działalności	28
9.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu	30
9.1.3. Sytuacja pieniężna – skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych.....	33
9.1.4. Analiza wskaźnikowa	34
9.1.5. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA za IV kwartał 2011 r. w porównaniu do IV kwartału 2010 r.....	34
9.1.5.1. Wyniki finansowe	37
9.1.5.2. Wyniki na poszczególnych segmentach działalności	42
9.1.5.3. Analiza wskaźnikowa	44
9.2. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w okresie 12 m-cy 2011 r. w porównaniu do 12 m-cy 2010 r.	47
9.2.1. Rachunek zysków i strat ENEA S.A.	47
9.2.2. Przychody ze sprzedaży	48



9.2.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	49
9.2.4 Wyniki finansowe.....	52
9.2.5 Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów bilansu.....	55
9.2.6 Analiza wskaźnikowa.....	55
9.2.7 Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w IV kwartale 2011 r. w porównaniu do IV kwartału 2010 r.....	58
9.2.7.1. Rachunek zysków i strat ENEA S.A.....	57
9.2.7.2. Przychody ze sprzedaży	58
9.2.7.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	59
9.2.7.4. Pozostała działalność operacyjna	61
9.2.7.5. Przychody i koszty finansowe	61
9.3. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w okresie 12 m-cy 2011 r. w porównaniu do okresu 12 m-cy 2010 r.....	62
9.3.1. Rachunek zysków i strat ENEA Operator	62
9.3.2. Przychody ze sprzedaży	62
9.3.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	64
9.3.4. Pozostała działalność operacyjna	65
9.3.5. Przychody i koszty finansowe.....	66
9.3.6. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w IV kwartale 2011 r. w porównaniu do IV kwartału 2010 r.....	67
9.3.6.1. Rachunek zysków i strat ENEA Operator	66
9.3.6.2. Przychody ze sprzedaży	67
9.3.6.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	68
9.3.6.4. Pozostała działalność operacyjna	69
9.3.6.5. Przychody i koszty finansowe.....	69
9.4. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Kozenice w okresie 12 m-cy 2011 r. w porównaniu do okresu 12 m-cy 2010 r.	70
9.4.1. Rachunek zysków i strat Elektrowni Kozenice	70
9.4.2. Przychody ze sprzedaży	71
9.4.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	72
9.4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne	73
9.4.5. Przychody i koszty finansowe.....	74
9.4.6. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Kozenice w IV kwartale 2011 r. w porównaniu do IV kwartału 2010 r.....	75
9.4.6.1. Rachunek zysków i strat Elektrowni Kozenice	75
9.4.6.2. Przychody ze sprzedaży	75
9.4.6.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	76
9.4.6.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne.....	78
9.4.6.5. Przychody i koszty finansowe.....	78
9.5. Inne istotne informacje	79
9.5.1. Silna pozycja na rynku	79
9.5.2. Efektywne aktywa wytwórcze.....	79
9.5.3. Ograniczanie emisji zanieczyszczeń.....	79
9.5.4. Gospodarka odpadami	80
9.5.5. Obecnie realizowane inwestycje w Elektrowni Kozenice	80
9.5.6. Nowy blok energetyczny na parametry nadkrytyczne o mocy do 1.000 MW.....	81
9.5.7. Zdywersyfikowany portfel klientów	81
9.5.8. Dogodna lokalizacja do rozwoju elektrowni wiatrowych.....	82
9.5.9. Gwarancje i kredyty bankowe.....	82
9.5.10. Taryfy.....	82
9.5.11. Sprzedaż odbiorcom końcowym	83
9.5.12. Sprzedaż pozostałym odbiorcom	83
9.5.13. Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym	84
9.5.14. Ryzyka związane z działalnością i otoczeniem.....	85
9.5.15. Spory zbiorowe.....	85
9.5.16. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT)	85
9.5.17. Informacja o transakcjach zabezpieczających ryzyko walutowe.....	87
9.5.18. Zaopatrzenie w węgiel	87



9.5.19. Transport węgla	88
10. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	88
10.1. Realizacja strategii Spółki	88
10.1.1. Inwestycje kapitałowe pieniężne	92
10.1.2. Teleinformatyka	93
10.1.3. Modernizacja oświetlenia drogowego	93
10.1.4. Źródła finansowania programu inwestycyjnego	93
10.2. Ogólny stan gospodarki	94
10.3. Rezultat synergii	95
Zmiana siedziby ENEA S.A.	95



1. Opis organizacji Grupy Kapitałowej ENEA

Na dzień 31 grudnia 2011 r. Grupa Kapitałowa składała się z jednostki dominującej ENEA S.A. („Spółka”, „Jednostka Dominująca”), 20 spółek zależnych oraz jednej spółki stowarzyszonej. W obrębie Grupy Kapitałowej ENEA („Grupa”) są trzy wiodące podmioty, tj. spółki: ENEA S.A. (obróć 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. Szczegółowy opis organizacji Grupy Kapitałowej Emitenta oraz wskazanie jednostek podlegających konsolidacji znajduje się w Nocie nr 6 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego.

1.1. Opis zmian w strukturze Grupy

W IV kwartale 2011 r. miały miejsce wskazane poniżej zdarzenia wpływające na zmiany obecne bądź potencjalne w organizacji Grupy Kapitałowej ENEA:

- W dniu 17 listopada 2011 r. odbyło się Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku, na którym podjęto decyzję o połączeniu spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. ze spółką Elektrownie Wiatrowe – ENEA Centrum Spółka Akcyjna Spółka Komandytowa z siedzibą w Samociążku. Połączenie nastąpiło w drodze inkorporacji spółki Elektrownie Wiatrowe – ENEA Centrum Spółka Akcyjna Spółka Komandytowa do spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. w trybie określonym w art. 492 § 1 pkt 1 Ksh, tj. poprzez przeniesienie całego majątku Elektrownie Wiatrowe – ENEA Centrum Spółka Akcyjna Spółka Komandytowa na Elektrownie Wodne Sp. z o.o. – komandytariusza w spółce przejmowanej, w zamian za udziały, które spółka Elektrownie Wodne Sp. z o.o. wydała komplementariuszowi spółki Elektrownie Wiatrowe – ENEA Centrum Spółka Akcyjna Spółka Komandytowa, tj. spółce ENEA Centrum S.A. Komandytariusz spółki przejmowanej tj. Elektrownie Wodne Sp. z o.o. jako spółka przejmująca, nie otrzymała swoich udziałów. W dniu 2 stycznia 2012 r. postanowieniem Sądu Rejonowego w Bydgoszczy XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego nastąpiło połączenie obu spółek. W wyniku połączenia kapitał zakładowy Elektrownie Wodne Sp. z o.o. został podwyższony z kwoty 239.841.000 zł o kwotę 8.500 zł, tj. do kwoty 239.849.500 zł w drodze utworzenia 17 nowych udziałów o nominalnej wartości 500 zł każdy.
- W dniu 23 grudnia 2011 r. ENEA S.A. zawarła Umowę sprzedaży 14.750 akcji spółki Towarowa Giełda Energii S.A. (dalej: TGE) z Giełdą Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (dalej: GPW) stanowiących 1,0172% kapitału zakładowego Spółki. Do przeniesienia akcji na GPW (zamknięcie transakcji) dojdzie po spełnieniu warunków zwartych ww. umowie.

Ponadto w dniu 16 lutego 2012 r. ENEA S.A. zawarła Umowę Sprzedaży 269.000 akcji spółki Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A. (dalej WIRBET) z THC Fund Management Ltd. z siedzibą w Nikozji, Cypr, Vasillisis Olgas 0, Office 101, PC 2001 (dalej: THC), stanowiących 49% kapitału zakładowego Spółki. Cenę sprzedaży jednej akcji w toku negocjacji ustalono na 48,02 (słownie: czterdzieści osiem złotych 02/100) złote, natomiast łączna cena wszystkich akcji ENEA S.A. wynosi 12.917.380,00 zł (słownie: dwanaście milionów dziewięćset siedemnaście tysięcy trzysta osiemdziesiąt 00/100).



Jednocześnie ENEA S.A. na podstawie udzielonego mu pełnomocnictwa, w imieniu Pozostałych Akcjonariuszy spółki WIRBET (Tauron Dystrybucja, ENERGA S.A., PGE Obrót S.A.) zbyła w ramach ww. umowy także ich pakiety tj. 280.000 sztuk akcji.

Przeniesienie własności akcji na THC i wydanie dokumentów akcji nastąpi w terminie 3 dni roboczych po uznaniu wszystkich rachunków bankowych akcjonariuszy (płatność za wszystkie akcje nastąpi do 15 marca 2012 r.). Tym samym THC zostanie właścicielem stuprocentowego pakietu akcji w spółki WIRBET.

1.2. Opis inwestycji kapitałowych w obrębie Grupy

W dniu 13 października 2011 r. zarejestrowano w KRS podwyższenie kapitału zakładowego spółki zależnej ENEOS Sp. z o.o. o kwotę 11.900.000 zł (z 20.189.500 zł do 32.089.500 zł). Wszystkie nowoutworzone udziały w kapitale zakładowym ENEOS Sp. z o.o. zostały objęte w dniu 13 września 2011 r. przez dotychczasowego wspólnika – ENEA S.A. i pokryte w całości wkładem niepieniężnym (aportem) w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa rozumieniu art. 55¹ Kodeksu Cywilnego, pn. „Oświetlenie uliczne Miasta Poznania”. Na ww. aport składają się: składniki materialne i niematerialne tj. budowle (majątek trwały) oraz dokumentacja operacyjna, archiwa, ubezpieczenie majątkowe, wyodrębnienie finansowe przedmiotu aportu; umowy gospodarcze – w tym regulacja wykorzystywania infrastruktury ENEA Operator Sp. z o.o., rozliczenia z tytułu modernizacji instalacji oświetleniowej i kolizji. Zorganizowana część przedsiębiorstwa jest przystosowana do pełnienia określonych zadań gospodarczych w zakresie zapewnienia na terenie Poznania zabezpieczenia potrzeb publicznych w zakresie oświetlenia.

W dniu 20 września 2011 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie BHU S.A. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o kwotę 165.600 zł, z kwoty 16.375.100 zł do kwoty 16.540.700 zł poprzez emisję 1.656 akcji serii L o wartości nominalnej 100 zł, w zamian za wkład niepieniężny w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości wraz z nakładami, położonej w miejscowości Troszczyń, gmina Opalenica o łącznej wartości 165.600 zł, z pozbawieniem w całości prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy. Umowa przeniesienia prawa użytkowania wieczystego ww. nieruchomości gruntowej została zawarta dnia 3 listopada 2011 r. W dniu 16 listopada 2011 r. został dokonany wpis do KRS o podwyższeniu kapitału zakładowego BHU S.A. Przekazanie spółce ww. nieruchomości ma na celu m.in. uporządkowanie sytuacji majątkowej w Grupie Kapitałowej ENEA.

W Spółce Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Obornikach, w zakresie realizacji odkupienia pierwszej transzy udziałów w ilości 314 udziałów, ENEA S.A. w miesiącu grudniu 2011 r. nabyła pozostałe 10 udziałów pracowniczych za kwotę 12.750,00 zł (w miesiącu czerwcu 2011 r. ENEA S.A. nabyła 304 udziały pracownicze za kwotę 387.600,00 zł, o czym Spółka informowała w rozszerzonym skonsolidowanym raporcie półrocznym Grupy Kapitałowej ENEA za I półrocze 2011 r.).

W związku z nabyciem przez ENEA S.A. ostatnich 10 udziałów z I transzy udziałów pracowniczych struktura udziałowców od 19.12.2011 r. przedstawia się następująco:

1. ENEA S.A. - 9.434 udziałów - 91,02%
2. Gmina Oborniki - 11 udziałów - 0,11%
3. Pracownicy Spółki - 920 udziałów - 8,87%



2. Opis działalności Grupy Kapitałowej ENEA

W ramach działalności podstawowej Grupa zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej, jej dystrybucją i obrotem. Powyższa działalność jest prowadzona przez spółki z Grupy na podstawie koncesji udzielonych im przez Prezesa URE – organ powołany do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energii oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Spółki należące do Grupy posiadają, w szczególności, następujące koncesje:

- ENEA S.A. posiada koncesję na obrót energią elektryczną ważną do końca 2025 r.,
- ENEA Operator Sp. z o.o. posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej ważną do połowy 2017 r.,
- Elektrownia „Kozienice” S.A. posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2025 r. oraz na obrót energią elektryczną ważną do końca 2012 r.,
- Elektrownie Wodne Sp. z o.o. posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2030 r.

Ponadto spółki z Grupy prowadzą działalność pomocniczą 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).

2.1. Wytwarzanie

2.1.1. Elektrownia „Kozienice” S.A.

Największym wytwórcą energii elektrycznej w Grupie jest Elektrownia „Kozienice” S.A. (dalej: Elektrownia Kozienice), która weszła w skład Grupy w październiku 2007 r. To największa krajowa elektrownia zawodowa opalana węglem kamiennym. Posiada 10 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych o łącznej mocy osiągalnej 2.905 MW. Praca Elektrowni charakteryzuje się niskim wskaźnikiem emisyjności dwutlenku węgla (w 2010 r. wskaźnik ten wynosił 880 kg/MWh, a w IV kwartale 2011 r. 848 kg/MWh) oraz jednym z najniższych wskaźników zużycia węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej, który w IV kwartale 2011 r. wynosił 0,402 Mg/MWh. Elektrownia Kozienice osiągnęła w IV kwartale 2011 r. ogólną sprawność wytwarzania brutto 39,1 %.

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



Energia elektryczna brutto wyprodukowana przez Elektrownię Kozienice [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	2 995 474	2 844 851
II kwartał	2 914 318	2 976 352
III kwartał	3 247 672	3 005 476
IV kwartał	3 160 709	3 062 113

Elektrownia Kozienice wyprodukowała w IV kwartale 2011 r. 3.062.113 MWh energii elektrycznej brutto. Jest to poziom nieznacznie niższy od produkcji osiągniętej w analogicznym okresie roku poprzedniego, kiedy Elektrownia Kozienice wyprodukowała 3.160.709 MWh energii elektrycznej brutto. Niższa produkcja w IV kwartale 2011 r. wynika ze wzrostu 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) dzięki instalacji do współspalania biomasy stałej z węglem dla bloków dwustumegawatowych. W IV kwartale 2011 r. Elektrownia Kozienice rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 126.154 MWh. Dla porównania w IV kwartale 2010 r. Elektrownia Kozienice rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 106.442 MWh. Porównując oba analogiczne okresy, w IV kwartale 2011 r. zanotowano wzrost o 18,5% ilości energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych. W okresie styczeń - grudzień 2011 r. odnotowano wzrost ilości świadectw pochodzenia w porównaniu z analogicznym okresem roku 2010 o 22%.

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 IV kwartale 2011 r. Elektrownia Kozienice zakupiła 71.842 Mg biomasy dla celów wytwarzania energii odnawialnej. W poszczególnych kwartałach lat 2010 - 2011 zakup biomasy przedstawia się następująco:

Zakup biomasy przez Elektrownię Kozienice [Mg]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	18 521	47 989



II kwartał	47 406	56 557
III kwartał	51 262	44 871
IV kwartał	58 569	71 842

W IV kwartale 2011 r. do spalania wykorzystano 70.704 Mg biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje „uniknięciem emisji” dwutlenku węgla w wysokości 111.835 Mg.

Ilość spalonej biomasy przez Elektrownię Kozienice [Mg]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	18 260	47 503
II kwartał	47 676	57 002
III kwartał	51 340	44 094
IV kwartał	59 235	70 704

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

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

Energia z OZE Zielone certyfikaty [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	32 358	85 763
II kwartał	89 270	103 138



III kwartał	91 079	78 917
IV kwartał	106 442	126 154
Energia z kogeneracji Czerwone certyfikaty [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	32 645	25 023
II kwartał	6 106	10 288
III kwartał	7 157	5 212
IV kwartał	20 074	15 436

Ochrona środowiska

Wielkość emisji [Mg]								
Zanieczyszczenie	I kwartał 2010 r.	II kwartał 2010 r.	III kwartał 2010 r.	IV kwartał 2010 r.	I kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.	IV kwartał 2011 r.
PYŁ	275	231	269	299	245	279	251	273
SO ₂	8 935	8 387	9 056	8 733	8 135	6 560	7 822	8 762
NO _x	5 844	4 875	5 572	5 357	4 964	5 089	5 249	5 073
CO	319	301	395	421	244	231	271	248
CO ₂	2 275 923	2 604 924	2 954 209	2 747 748	2 541 220	2 697 511	2 708 387	2 597 402

2.1.2. Elektrownie Wodne Sp. z o.o.

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



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

Energia wytworzona z OZE, za które Elektrownie Wodne otrzymują zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	35 598	54 599
II kwartał	38 756	36 672 (36 669)*
III kwartał	33 120	33 866
IV kwartał	47 766	35 342
Energia wprowadzona do sieci [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	35 106	53 709 (53 721)**
II kwartał	38 319	36 305 (36 323)**
III kwartał	32 658	33 392
IV kwartał	47 010	34 780

* skorygowana ilość energii wytworzonej uprawniającej do ubiegania się o przyznanie świadectw pochodzenia, z tytułu nie zaliczenia przez URE energii wytworzonej w okresie rozruchu technologicznego EW Oborniki.

** skorygowana ilość energii wprowadzonej do sieci z tytułu zaliczenia energii wprowadzonej do sieci podczas rozruchu technologicznego EW Oborniki przez ENEA Operator Sp. z o.o.

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



decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach na realizację przedsięwzięcia planowane jest na I kwartał 2012 r. a rozpoczęcie budowy w III kwartale 2012 r.

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

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

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

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

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

Wielkość produkcji energii i ilość świadectw pochodzenia energii [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	1 879	2 687
II kwartał	2 208	1 776
III kwartał	1 582	1 539
IV kwartał	1 783	174



Wielkość produkcji ze sfinalizowanej transakcji zakupu elektrowni wiatrowej 6 MW:

Energia wytworzona przez Farmę Wiatrową Darżyno, za które Spółka Elektrownie Wodne otrzymuje zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii [MWh]	
Okres	2011 r.
I kwartał	N.D.
II kwartał	3 615
III kwartał	3 593
IV kwartał	5 711
Energia wprowadzona do sieci [MWh]	
Okres	2011 r.
I kwartał	N.D.
II kwartał	3 615
III kwartał	3 578
IV kwartał	5 674

2.1.3. Elektrociepłownia Białystok S.A.

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



2.1.3.1. Produkcja i sprzedaż ciepła

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

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

Produkcja ciepła [GJ]								
Okres	I kwartał 2010 r.	II kwartał 2010 r.	III kwartał 2010 r.	IV kwartał 2010 r.	I kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.	IV kwartał 2011 r.
Woda	1 479 569	515 383	411 133	1 192 031	1 354 741	511 362	358 678	993 171
Para	133 252	84 353	79 482	115 364	131 582	81 696	72 715	92 283

2.1.3.2. Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej

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

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

Produkcja energii elektrycznej [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	165 568	187 413
II kwartał	74 262	101 869
III kwartał	72 550	103 804



IV kwartał	149 005	165 253
Sprzedaż energii elektrycznej z produkcji własnej [MWh]		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	140 893	162 924
II kwartał	62 281	87 396
III kwartał	60 060	89 282
IV kwartał	128 379	143 104

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

Sprzedaż energii do odbiorców końcowych [kWh]		
Okres	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.
Sprzedaż 0,4 kV	184 730	180 087
Sprzedaż 15 kV	8 386 849	8 223 397
Razem	8 571 579	8 403 484



2.1.3.3. Prawa majątkowe OZE i CHP

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

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

Energia elektryczna wytworzona w jednostce wytwórczej OZE [MWh]*		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	39 837	48 007
II kwartał	15 842	44 532
III kwartał	9 037	52 236
IV kwartał	49 311	49 494

Energia elektryczna wytworzona w jednostce kogeneracji CHP [MWh]**		
Okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	165 568	187 413
II kwartał	74 262	101 869
III kwartał	72 550	103 804
IV kwartał	149 005	71 355

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



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

2.1.4. Pozostałe źródła

Ponadto w zakresie prac związanych z uzyskaniem energii ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji w MEC Piła (spółce należącej do Grupy) wykonano projekt pt. „Budowa Bloku Kogeneracyjnego na biomasę w technologii ORC na Kotłowni Rejonowej KR-Koszyce w Pile”. Kontynuowana jest procedura analizy projektu pod kątem zasadności przeprowadzenia powyższej inwestycji. 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.

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

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

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, nieprzedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w wymaganej ilości, do wniesienia opłat zastępczych. Więcej informacji nt. temat znajduje się w raportach rocznych ENEA S.A.

2.2. Dystrybucja

W Grupie za dystrybucję energii elektrycznej odpowiada ENEA Operator Sp. z o.o. (dalej ENEA Operator), która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którym wyznaczona została w dniu 30 czerwca 2007 r., decyzją Prezesa URE. Spółka dystrybuje energię na podstawie koncesji udzielonej jej przez regulatora w dniu 28 czerwca 2007 r.

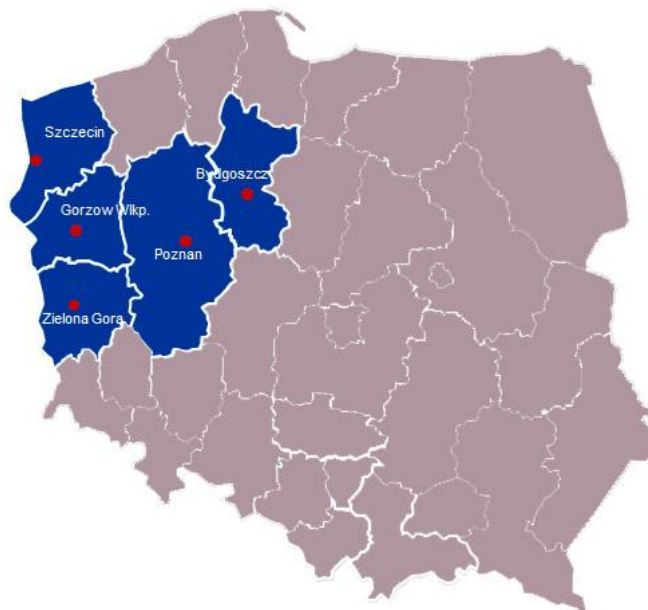
Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne*, ENEA Operator jako operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialna m.in. za:

- prowadzenie ruchu sieciowego sieci dystrybucyjnej,
- eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej, zapewniające jej niezawodną pracę,
- zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej oraz planowanie rozwoju sieci, w tym przyłączanie odnawialnych źródeł energii,
- bilansowanie systemu,
- zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
- zakup energii elektrycznej na potrzeby pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej.



ENEA Operator dostarcza energię elektryczną do ponad 2.300.000 klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce. Wykorzystuje do tego sieć dystrybucyjną pokrywającą ponad 20% terytorium kraju, w tym ponad 111 tysięcy km linii energetycznych (ponad 129 tysięcy wraz z przyłączami). Ponadto Spółka dysponuje ponad 35 tysiącami stacjami transformatorowymi o łącznej mocy ponad 14.600 MVA (przedmiotowe informacje są danymi na dzień 31 grudnia 2011 r. - ENEA Operator opracowuje je w cyklu rocznym, w formie sprawozdań na potrzeby Agencji Rynku Energii).

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



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

ENEA Operator podejmuje szereg działań zmierzających do realizacji celów strategicznych Grupy Kapitałowej ENEA: rozwoju działalności podstawowej, poprawy efektywności funkcjonowania oraz budowy firmy odpowiedzialnej społecznie.

W zakresie rozwoju działalności podstawowej Spółka podejmuje szereg inicjatyw zapewniających rozwój techniczno-technologiczny oraz rozwój i modernizację sieci dystrybucyjnej, realizując jednocześnie swojej ustawowe obowiązki jako operator systemu dystrybucyjnego, związane z zapewnieniem swoim klientom nieprzerwanych dostaw energii o jak najlepszych parametrach jakościowych. Umożliwiają to stopniowo zwiększające się nakłady inwestycyjne, co m.in. umożliwia szybszą modernizację majątku oraz zapewnia możliwość przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii (z uwzględnieniem bezpieczeństwa funkcjonowania sieci).

W zakresie poprawy efektywności funkcjonowania ENEA Operator realizuje działania w zakresie optymalizacji funkcjonowania procesów podstawowych, optymalizacji funkcji wsparcia oraz zapewnienia integracji operacyjnej Grupy Kapitałowej ENEA. Wiążą się one zarówno z zakupem i wdrożeniem platform elektronicznych wspierających procesy, jak i z pionizacją niektórych struktur funkcji wsparcia (dotyczy to funkcji finansowo-księgowych).



W zakresie budowy firmy odpowiedzialnej społecznie Spółka podejmuje działania zapewniające zrównoważone zarządzanie kapitałem ludzkim, zapewnienie dialogu ze społecznością lokalną.

2.3. Obrót

W IV kwartale 2011 r. w ramach Grupy sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym zasadniczo prowadzona była przez ENEA S.A. Całkowita sprzedaż w ramach obrotu energią wyniosła 3.855,6 GWh, w tym sprzedaż odbiorcom detalicznym wyniosła 3.486,3 GWh. Liczba odbiorców detalicznych według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. to około 2,4 miliona firm oraz gospodarstw domowych.

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

Zapotrzebowanie na energię elektryczną klientów ENEA S.A. z uwagi na ograniczoną ilość generacji lokalnej na obszarze ENEA Operator, pokrywane jest prawie w całości na hurtowym rynku energii elektrycznej. W IV kwartale 2011 r. zdecydowaną większość hurtowego zakupu energii elektrycznej stanowiły transakcje zawierane na TGE 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). Pozostała część energii nabywana była od przedsiębiorstw obrotu i wytwórców.

2.3.1. Zakup i sprzedaż energii przez ENEA S.A.

W IV kwartale 2011 r. znaczącą część sprzedawanej przez ENEA S.A. energii elektrycznej stanowiła energia elektryczna nabywana na TGE. Pozostałą część energii ENEA S.A. nabywała na podstawie umów dwustronnych (z wytwórcami i przedsiębiorstwami obrotu, w tym ELKO Trading Sp. z o.o.).

2.3.2. Sprzedaż energii przez Elektrownię Kozienice.

W IV kwartale 2011 r. Elektrownia Kozienice sprzedała na TGE wytworzoną przez swoje jednostki energię elektryczną stanowiącą 93,1% sprzedanej produkcji. W IV kwartale 2011 r. całkowita sprzedaż Elektrowni Kozienice w ramach obrotu i wytwarzania energią wyniosła 3.334,2 GWh, w tym sprzedaż odbiorcom detalicznym 0,03 GWh, a sprzedaż w ramach posiadanej koncesji na obrót energią elektryczną 296,3 GWh.

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. 49a ust. 1 Prawo energetyczne. W ramach realizacji tego obowiązku sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej



na TGE, w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2011 r. stanowiła około 93% wszystkich zawartych kontraktów.

Narastająco wartość sprzedanej przez Elektrownię Kozienice energii elektrycznej netto na TGE od dnia 6 maja 2010 r. do dnia 31 grudnia 2011 r. wyniosła 4.926 mln zł.

3. Stanowisko Zarządu odnośnie do możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok

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

4. Akcjonariusze posiadający co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A.

Struktura akcjonariuszy posiadających ponad 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A. przedstawia się następująco:

Lp.	Akcjonariusz	Stan na 14 listopada 2011 r.*		Stan na 29 lutego 2012 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	228 249 539	51,71%	227 934 411	51,63 %
2	Vattenfall AB	82 395 573	18,67 %	82 395 573	18,67 %
3	Pozostali	131 103 004	29,62 %	131 112 594	29,70 %
	Razem	441 442 578	100,00 %	441 442 578	100,00 %

* data publikacji rozszerzonego skonsolidowanego raportu za III kwartał 2011 r.

W okresie od przekazania raportu za III kwartał 2011 r. nastąpiła niewielka zmiana stanu posiadania głównego Akcjonariusza Spółki, tj. Skarbu Państwa. Rozbieżność liczby akcji posiadanych przez Skarb



Państwa w okresie pomiędzy 14 listopada 2011 r., a 29 lutego 2012 r. związana jest ze specyfiką procesu nieodpłatnego nabycia od Skarbu Państwa akcji pracowniczych przez uprawnionych pracowników i ich spadkobierców.

W tym miejscu Spółka przypomina, że w dniu 15 lutego 2010 r. Skarb Państwa dokonał pierwszej transakcji zbycia akcji ENEA S.A. („Spółka”) na zasadach ogólnych, czego konsekwencją było uzyskanie przez osoby uprawnione prawa do nieodpłatnego nabycia akcji serii B. Trwający obecnie proces nieodpłatnego udostępniania ww. akcji zostanie zakończony w dniu 16 maja 2012 r. (z zastrzeżeniem, że w pewnych szczególnych przypadkach spadkobierca może podpisać umowę nieodpłatnego nabycia akcji po wskazanej dacie – więcej informacji nt. temat znajduje się na stornie www.enea.pl w zakładce „Akcje pracownicze”).

Z uwagi na upływający w dniu 15 lutego 2012 r. termin ograniczenia zbywalności akcji, Zarząd Spółki podjął niezbędne kroki mające na celu umożliwienie obrotu wskazanymi akcjami na GPW. Dematerializacji i wprowadzeniu do obrotu podlegać będą wszystkie akcje nieodpłatnie nabyte od Skarbu Państwa do dnia 15 lutego 2012 r. włącznie. W związku z powyższym, na wniosek ENEA S.A., w dniu 20 lutego 2012 r. Zarząd GPW dopuścił do obrotu giełdowego 30.981.380 akcji pracowniczych. Planowanym terminem wprowadzenia ww. akcji do obrotu jest dzień 5 marca 2012 r.

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

5. Stan posiadania akcji Emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące ENEA S.A.

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba posiadanych akcji ENEA S.A. na dzień 14 listopada 2011 r.	Liczba posiadanych akcji ENEA S.A. na dzień 29 lutego 2012 r.
Tadeusz Dachowski	Członek Rady Nadzorczej	4 440	4 440
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej	4 140	4 140
Maksymilian Górniak	Członek Zarządu	3 740	N.D.*

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

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.



6. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

6.1. Postępowanie dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.

Na dzień przekazania niniejszego raportu nie toczą się postępowania, których stroną byłaby ENEA S.A. lub jednostka zależna, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.

6.2. Dwa lub więcej postępowania dotyczące zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.

Na dzień przekazania niniejszego raportu nie toczą się postępowania, którego stroną byłaby ENEA S.A. lub jednostka zależna, których łączna wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.

Opis innych toczących się obecnie postępowań, w których stroną jest ENEA S.A. lub podmioty wchodzące w skład Grupy, zamieszczony został w Nocie nr 29.2-4 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego (str. 44).

7. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi

Podmioty wchodzące w skład Grupy w IV kwartale 2011 r. nie zawierały z podmiotami powiązanymi istotnych transakcji na warunkach nierynkowych.

Opis pozostałych transakcji zawartych przez Emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązanymi zamieszczony został w Nocie nr 25 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego (str. 39).

8. Informacje o udzieleniu poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. lub jednostka od niej zależna nie udzieliły poręczeń kredytu lub pożyczki ani nie udzielały gwarancji - łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, których łączna wartość stanowiłaby równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.



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

9.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych Grupy Kapitałowej ENEA, ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres 12 m-cy 2011 r.

9.1.1. Wyniki finansowe

9.1.1.1. Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat

Rachunek zysków i strat w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży netto	7 836 875	9 690 102	123,6%	1 853 227
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	7 059 855	8 901 640	126,1%	1 841 785
Pozostałe przychody operacyjne	84 292	254 113	301,5%	169 821
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-7 124	-10 055	141,1%	-2 931
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	6 143	6 406	104,3%	263
Pozostałe koszty operacyjne	136 081	175 423	128,9%	39 342
Zysk (strata) operacyjny	711 964	850 691	119,5%	138 727
Koszty finansowe	41 003	48 595	118,5%	7 592
Przychody finansowe	140 493	185 643	132,1%	45 150



Przychody z tytułu dywidend	774	1 438	185,8%	664
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	988	4 524	457,9%	3 536
Zysk (strata) przed opodatkowaniem	813 216	993 701	122,2%	180 485
Podatek dochodowy	173 835	193 245	111,2%	19 410
Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego	639 381	800 456	125,2%	161 075
EBITDA	1 364 636	1 561 671	114,4%	197 035

Przychody ze sprzedaży netto Grupy wyniosły w 2011 r. 9.690.102 tys. zł, co w stosunku do 2010 r. stanowi wzrost o 1.853.227 tys. zł, tj.: o 23,6%.

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

Wyszczególnienie	2010 r.		2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4 995 638	63,7	6 508 001	67,2	130,3%	1 512 363
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	2 526 943	32,2	2 642 110	27,3	104,6%	115 167
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	111 695	1,4	123 270	1,3	110,4%	11 575
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	132 821	1,7	289 095	3,0	217,7%	156 274
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	0,0	19 230	0,2	x	19 230
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	15 580	0,2	2 472	0,0	15,9%	-13 108



Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	54 198	0,8	105 924	1,0	195,4%	51 726
Razem przychody ze sprzedaży netto	7 836 875	100,0	9 690 102	100,0	123,6%	1 853 227

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

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły w 2011 r. 6.508.001 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 30,3%. Wynika to głównie ze wzrostu przychodów ze sprzedaży energii w Elektrowni Kozienice o 1.646.507 tys. zł (wzrost ilości sprzedanej energii elektrycznej realizowanej przez Elektrownie Kozienice o 8.230 GWh przy wzroście średniej ceny o 1,1%). Dodatkowo uwzględnione zostały przychody ze sprzedaży energii elektrycznej Elektrociepłownia Białystok od 1 czerwca 2011 r. w wysokości 57.691 tys. zł. Jednocześnie zmniejszyły się przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ENEA S.A. o 117.506 tys. zł, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 785 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 2,3%. Dodatkowo osiągnięto mniejsze przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom o 90.144 tys. zł, co wynika głównie z mniejszej ilości sprzedanej energii o 481 GWh.
- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w 2011 r. osiągnęły wartość 2.642.110 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 115.167 tys. zł. Wzrost tych przychodów był spowodowany przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 117 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 2,3%.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych usług o 156.274 tys. zł wynika głównie z realizacji w analizowanym okresie sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO₂ w Elektrowni Kozienice w kwocie 148.996 tys. zł. Poza tym wzrost wartości tej pozycji przychodów wynika ze wzrostu sprzedaży usług przede wszystkim w spółkach: Energobud Leszno, ENEOS i Energomiar.
- Przychody ze sprzedaży energii ciepłej w 2011 r. ukształtowały się na poziomie 105.924 tys. zł i stanowiły 1,0% przychodów ze sprzedaży. Wzrost tych przychodów o 51.726 tys. zł spowodowany jest zakupem w dniu 1 czerwca 2011 r. Elektrociepłownia Białystok i uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym jako spółki zależnej ENEA S.A. (do tego czasu spółka stowarzyszona).
- Przychody z tytułu świadectw pochodzenia wyniosły w 2011 r. 19.230 tys. zł i są to przychody zrealizowane przez Elektrociepłownię Białystok.
- Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów wyniosły 123.270 tys. zł i uległy zwiększeniu o 11.575 tys. zł, co wynika głównie ze wzrostu sprzedaży materiałów i towarów w spółkach: BHU i Auto-Styl.

W 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży wyniosły 8.901.640 tys. zł i wzrosły o 26,1% w stosunku do okresu porównywalnego.



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

Wyszczególnienie	2010 r.		2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Amortyzacja	652 672	9,2	710 980	8,0	108,9%	58 308
Koszty świadczeń pracowniczych	924 356	13,1	1 001 349	11,2	108,3%	76 993
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 535 465	21,8	1 738 235	19,5	113,2%	202 770
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	2 689 513	38,1	4 112 724	46,2	152,9%	1 423 211
Usługi przesyłowe	693 340	9,8	719 937	8,1	103,8%	26 597
Inne usługi obce	364 550	5,2	413 509	4,7	113,4%	48 959
Podatki i opłaty	199 959	2,8	204 906	2,3	102,5%	4 947
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	7 059 855	100,0	8 901 640	100,0	126,1%	1 841 785

W kosztach Grupy Kapitałowej główną pozycję stanowią koszty zakupu energii elektrycznej i zużycie materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które stanowią odpowiednio 46,2% i 19,5% kosztów uzyskania przychodów.

- Zakup energii na potrzeby sprzedaży wyniósł w analizowanym okresie 4.112.724 tys. zł i zwiększył się w stosunku do roku ubiegłego o 52,9%, co spowodowane jest głównie zwiększeniem zakupu energii na rynku zewnętrznym. Spadek sprzedaży energii elektrycznej Elektrowni Kozienice do ENEA S.A. wynika ze zmiany przepisów Prawa energetycznego dotyczących sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie posiadające rozliczenia z tytułu kosztów osieroconych. Zgodnie z tymi przepisami wytwórcy energii elektrycznej mają obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w trybie publicznym od 9 sierpnia 2010 r. Należy również zaznaczyć, że średnia cena zakupu energii elektrycznej zwiększyła się o 5,6% w stosunku do okresu porównywalnego.
- Koszty zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wyniosły w analizowanym okresie 1.738.235 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do roku ubiegłego o 202.770 tys. zł, co wynika głównie z ujęcia w pozycji tych kosztów wartości zużycia materiałów i surowców wskazywanych w kwocie 82.960 tys. zł przez Elektrociepłownię Białystok oraz ze wzrostu tej pozycji w Elektrowni Kozienice, gdzie zanotowano wzrost kosztów zużycia biomasy o 28.489 tys. zł (wyższy



o 9,7% średni koszt biomasy z transportem) oraz wzrost kosztów pozostałych materiałów (o 110.204 tys. zł), co wynika głównie z wyższych kosztów uprawnień do emisji CO₂. Jednocześnie zanotowano spadek kosztów zużycia węgla o 40.258 tys. zł na skutek niższej produkcji energii elektrycznej oraz spadek kosztów w spółkach IT Serwis i Energomiar.

- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w 2011 r. 1.001.349 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do roku ubiegłego o 76.993 tys. zł, co wynika głównie z utworzenia rezerw na Program Dobrowolnych Odejść w wysokości 21.400 tys. zł i rezerwy na nagrodę z zysku dla załogi w wysokości 6.658 tys. zł oraz uwzględnienie kosztów Elektrociepłowni Białystok w kwocie 17.961 tys. zł. Jednocześnie w analizowanym okresie nastąpił wzrost średniej płacy o 3,5%, przy wzroście średniego zatrudnienia z 10.233,23 etatów w 2010 r. do 10.253,47 etatów w 2011 r.
- Koszty usług przesyłowych wyniosły w 2011 r. 719.937 tys. zł i są wyższe w stosunku do roku ubiegłego o 26.597 tys. zł, na co wpływ miał wzrost mocy umownej w węzłach sieci NN, wzrost cen i stawek za opłatę stałą i zmienną sieciową w Taryfie na rok 2011 w stosunku do Taryfy na rok 2010 oraz wzrost cen za zakup energii na straty (decydującej o opłacie do OSD).
- Koszty usług obcych wyniosły w 2011 r. 413.509 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 48.959 tys. zł, co wynika przede wszystkim z poniesienia wyższych kosztów marketingowych, ubezpieczeń majątkowych oraz kosztów usług doradczych.
- Koszty podatków i opłat wyniosły w 2011 r. 204.906 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 4.947 tys. zł, co wynika głównie z uwzględnienia kosztów Spółki Elektrociepłownia Białystok oraz wzrostu podatku od nieruchomości w związku ze zwiększeniem majątku sieciowego.
- Amortyzacja w analizowanym okresie wyniosła 710.980 tys. zł i była wyższa niż w 2010 r. o 58.308 tys. zł, tj. o 8,9%. Wzrost amortyzacji spowodowany jest zakupem w dniu 1 czerwca 2011 r. Elektrociepłowni Białystok i uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym jako spółki zależnej ENEA S.A. (do tego czasu spółka stowarzyszona).

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	84 292	254 113	301,5%	169 821
Pozostałe koszty operacyjne	136 081	175 423	128,9%	39 342

W 2011 roku wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł 78.690 tys. zł i ukształtował się na wyższym poziomie niż w roku ubiegłym o 130.479 tys. zł, co wynika głównie z zysku z tytułu okazynego nabycia Elektrociepłowni Białystok.

Skonsolidowany zysk przed opodatkowaniem, a więc po uwzględnieniu działalności finansowej i udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych wyniósł w 2011 r. 993.701 tys. zł i był wyższy o 180.485 tys. zł, to jest o 22,2% niż w roku ubiegłym. Wynika to głównie z osiągnięcia wyższego wyniku operacyjnego oraz z wyższego zysku na działalności finansowej o 37.558 tys. zł oraz z wyższego udziału w zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności o 3.536 tys. zł, co dotyczy głównie zwiększonych udziałów Elektrowni Kozienice w Spółce Energo Inwest Broker S.A.



Zysk netto wypracowany przez Grupę w 2011 r. wyniósł 800.456 tys. zł i był wyższy od zysku osiągniętego w 2010 r. o 161.075 tys. zł, tj. o 25,2%.

9.1.1.2. Wyniki na poszczególnych segmentach działalności

Segmenty w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Obrót				
Przychody ze sprzedaży	4 353 857	4 067 598	93,4%	-286 259
EBIT	209 283	153 983	73,6%	-55 300
EBITDA	209 893	154 686	73,7%	-55 207
Dystrybucja				
Przychody ze sprzedaży	2 527 923	2 640 730	104,5%	112 807
EBIT	263 527	335 998	127,5%	72 471
EBITDA	624 417	688 661	110,3%	64 244
Wytwarzanie				
Przychody ze sprzedaży	2 528 949	3 136 629	124,0%	607 680
EBIT	313 618	468 393	149,4%	154 775
EBITDA	565 929	793 566	140,2%	227 637
Pozostała działalność				



Przychody ze sprzedaży	770 905	800 111	103,8%	29 206
EBIT	41 404	47 004	113,5%	5 600
EBITDA	75 414	76 910	102,0%	1 496
Wyłączenia				
Przychody ze sprzedaży	-2 344 759	-954 966	40,7%	1 389 793
EBIT	-15 523	-31 283	201,5%	-15 760
Koszty nieprzypisane (koszty zarządu)	-100 345	-123 404	123,0%	-23 059
Amortyzacja wyłączona oraz nieprzypisana do segmentów	4 851	2 535	52,3%	-2 316
Razem				
Przychody ze sprzedaży	7 836 875	9 690 102	123,6%	1 853 227
EBIT	711 964	850 691	119,5%	138 727
EBITDA	1 364 636	1 561 671	114,4%	197 035

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



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

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

Wzrost wyniku na segmencie pozostałej działalności wynika głównie ze wzrostu wyniku w spółkach Energobud Leszno, Energetyk i Entur.

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

9.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu

Skonsolidowany Bilans

Bilans aktywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	31 grudnia 2011 r.		
Aktywa trwałe	8 737 868	9 529 621	109,1%	791 753
Rzeczowe aktywa trwałe	8 308 650	9 096 510	109,5%	787 860
Użytkowanie wieczyste gruntów	29 208	68 343	234,0%	39 135
Wartości niematerialne	145 141	267 072	184,0%	121 931
Nieruchomości inwestycyjne	8 203	18 925	230,7%	10 722
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	170 220	6 545	3,8%	-163 675



Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	74 867	70 490	94,2%	-4 377
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 411	1 557	110,3%	146
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	168	179	106,5%	11
Aktywa obrotowe	4 098 837	4 162 762	101,6%	63 925
Zapasy	242 058	340 972	140,9%	98 914
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	922 460	1 328 903	144,1%	406 443
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	1 819	15 076	828,8%	13 257
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	250 934	523 705	208,7%	272 771
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 781 939	723 439	40,6%	-1 058 500
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	899 627	1 230 667	136,8%	331 040
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	0	21 498	x	21 498
Razem aktywa	12 836 705	13 713 881	106,8%	877 176
Bilans pasywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	31 grudnia 2011 r.		
Razem kapitał własny	9 876 471	10 487 696	106,2%	611 225
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	100,0%	0



Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	100,0%	0
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	1 144 336	1 144 336	100,0%	0
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	50 922	49 564	97,3%	-1 358
Pozostałe kapitały	-22 110	-21 710	98,2%	400
Zyski zatrzymane	4 458 944	5 065 939	113,6%	607 995
Udziały mniejszości	23 897	29 085	121,7%	5 188
Razem zobowiązania	2 960 234	3 226 185	109,0%	265 951
Zobowiązania długoterminowe	1 373 976	1 457 991	106,1%	84 015
Zobowiązania krótkoterminowe	1 586 258	1 768 194	111,5%	181 936
Razem pasywa	12 836 705	13 713 881	106,8%	877 176

Na dzień 31 grudnia 2011 r. suma bilansowa Grupy Kapitałowej ENEA wynosiła 13.713.881 tys. zł i zwiększyła się o 877.176 tys. zł, tj. o 6,8% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2010 r.

Aktywa trwałe na dzień 31 grudnia 2011 r. wyniosły 9.529.621 tys. zł i zwiększyły się wobec stanu roku ubiegłego o 791.753 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), nabyciem przez Elektrownie Wodne Elektrowni Wiatrowych ENEA Centrum S.A. Spółka Komandytowa w Darżynie oraz wzrostem majątku sieciowego.

Na koniec grudnia 2011 r. aktywa obrotowe ukształtowały się na poziomie 4.162.762 tys. zł i wzrosły w porównaniu do stanu na koniec 2010 r. o 63.925 tys. zł (o 1,6%). W aktywach obrotowych zmniejszeniu uległa pozycja aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, głównie w związku z zakupem akcji Elektrociepłowni Białystok. Ponadto zwiększeniu uległy aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności w Elektrowni Kozienice, w związku z lokowaniem większej ilości środków pieniężnych na lokatach o terminie zapadalności powyżej 3 miesięcy. Dodatkowo zwiększyły się zapasy ze względu na wyższy zapas węgla oraz wyższy zapas świadectw pochodzenia energii w Elektrowni Kozienice i Elektrociepłowni Białystok oraz należności z tytułu dostaw i usług w związku z zakupem udziałów spółki Windfarm Polska.

Dominującym źródłem finansowania majątku Grupy jest kapitał własny, który na koniec grudnia 2011 r. wyniósł 10.487.696 tys. zł i był wyższy od stanu na koniec grudnia 2010 r. o 611.225 tys. zł tj.



o 6,2%. Na odchylenie wpływa wypracowany zysk w 2011 r. oraz wartość wypłaconej dywidendy dla akcjonariuszy.

Wartość zobowiązań długoterminowych Grupy wyniosła na dzień 31 grudnia 2011 r. 1.457.991 tys. zł i uległa zwiększeniu o 84.015 tys. zł tj. o 6,1% w relacji do stanu na koniec grudnia 2010 r. Wynika to głównie ze zwiększenia rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 36.356 tys. zł (Elektrociepłownia Białystok) i rezerwy na pozostałe zobowiązania i obciążenia o 61.168 tys. zł (ENEA Operator). Zwiększeniu uległy również zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych (Elektrociepłownia Białystok i ENEA Operator). Ponadto zmniejszeniu uległo rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych.

Zobowiązania krótkoterminowe ukształtowały się na poziomie 1 768 194 tys. zł i zwiększyły się o 181 936 tys. zł (o 11,5%) w porównaniu do stanu na koniec roku ubiegłego, głównie w związku ze wzrostem zobowiązań z tytułu dostaw i usług, co zostało spowodowane mniejszymi korektami zobowiązań wewnątrzgrupowych.

9.1.3. Sytuacja pieniężna – skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych w tys. zł	Na dzień		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	31 grudnia 2011 r.		
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 275 667	1 085 557	85,1%	-190 110
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-1 067 613	-514 766	48,2%	552 847
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-210 970	-239 751	113,6%	-28 781
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	-2 916	331 040	x	333 956
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	899 627	1 230 667	136,8%	331 040

Stan środków pieniężnych Grupy Kapitałowej ENEA na koniec grudnia 2011 r. wyniósł 1.230.667 tys. zł i był wyższy o 331.040 tys. zł od poziomu osiągniętego na koniec grudnia 2010 r. (899.627 tys. zł).

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 1.085.557 tys. zł w 2011 r. i są niższe o 190.110 tys. zł niż w 2010 r. (1.275.667 tys. zł). Spadek ten spowodowany był przede wszystkim większym wzrostem należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych i większym wroście zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w porównaniu do zmian jakie miały miejsce w 2010 r.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wyniosły -514.766 tys. zł w 2011 r. natomiast w 2010 r. wyniosły -1.067.613 tys. zł. Zmiana w wysokości 552.847 tys. zł wynika głównie z uzyskania wyższych wpływów ze zbycia aktywów finansowych przy niższej wartości nabycia aktywów finansowych. Jednocześnie zwiększeniu uległa wartość nabycia rzeczowych i niematerialnych



aktywów trwałych oraz nabycia jednostek zależnych (Elektrociepłownia Białystok, Farma Wiatrowa Darżyno, Annacond Enterprises, Dobbit Energia).

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły -239.751 tys. zł w 2011 r. natomiast w 2010 r. -210.970 tys. zł. Zmiana w wysokości -28.781 tys. zł była spowodowana głównie wyższymi wydatkami związanymi z wypłatą dywidendy dla akcjonariuszy.

9.1.4. Analiza wskaźnikowa

Wskaźniki finansowe

Wyszczególnienie	wyk.	wyk.
	2010 r.	2011 r.
WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI		
ROE - stopa zwrotu z kapitału własnego		
<i>zysk (strata) brutto</i>	8,2%	9,5%
<i>kapitał własny</i>		
ROA - stopa zwrotu z aktywów		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	5,5%	6,2%
<i>aktywa całkowite</i>		
Rentowność netto		
<i>zysk (strata) netto</i>	8,2%	8,3%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Rentowność operacyjna		



<i>zysk (strata) operacyjny</i>	9,1%	8,8%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Rentowność EBITDA		
<i>zysk (strata) operacyjny + amortyzacja</i>	17,4%	16,1%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ		
Wskaźnik bieżącej płynności		
<i>aktywa obrotowe</i>	2,6	2,4
<i>zobowiązania krótkoterminowe</i>		
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi		
<i>kapitał własny</i>	113,0%	110,1%
<i>aktywa trwałe</i>		
Wskaźnik zadłużenia ogólnego		
<i>zobowiązania ogółem</i>	23,1%	23,5%
<i>aktywa całkowite</i>		
WSKAŹNIKI AKTYWNOŚCI GOSPODARCZEJ		



Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach		
<i>śr.stan należności z tyt.dostaw i usług netto i pozostałych x liczba dni</i>	42	42
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach		
<i>śr.stan zobowiązań z tyt.dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni</i>	63	54
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		
Cykl rotacji zapasów w dniach		
<i>śr.stan zapasów x liczba dni</i>	17	14
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		

W 2011 r. Grupa 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 2010 r. (17,4%).

Rentowność netto osiągnięta przez Grupę w 2011 r. wyniosła 8,3% i ukształtowała się na porównywalnym poziomie do roku ubiegłego (8,2%).

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

Grupa Kapitałowa ENEA posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł w 2011 r. 2,4. 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 31 grudnia 2011 r. wskaźnik rotacji należności ukształtował się na tym samym poziomie jak w ubiegłym roku i wyniósł 42 dni, natomiast cykl rotacji zobowiązań na dzień 31 grudnia 2011 r. osiągnął poziom 54 dni, a więc o 9 dni mniej niż w roku ubiegłym. Należy zwrócić uwagę, że utrzymano prawidłową relację pomiędzy wskaźnikiem rotacji należności i zobowiązań (zobowiązania regulowane są po uzyskaniu należności), co z kolei korzystnie wpływa na płynność finansową Grupy. Cykl rotacji zapasów osiągnął poziom 14 dni w 2011 r., co oznacza szybszą o 3 dni rotację zapasów niż w roku ubiegłym.



Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na koniec grudnia 2011 r. 23,5% natomiast wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. 110,1% (na dzień 31 grudnia 2010 r. 113,0%).

9.1.5. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA za IV kwartał 2011 r. w porównaniu do IV kwartału 2010 r.

Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych za IV kwartał 2011 r. (na podstawie skonsolidowanych sprawozdań finansowych GK ENEA)

9.1.5.1. Wyniki finansowe

Rachunek Zysków i Strat

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	2 071 483	2 581 186	124,6%	509 703
Podatek akcyzowy	62 360	59 034	94,7%	-3 326
Przychody ze sprzedaży netto	2 009 123	2 522 152	125,5%	513 029
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 859 193	2 412 096	129,7%	552 903
Pozostałe przychody operacyjne	35 269	62 989	178,6%	27 720
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-3 791	-10 102	266,5%	-6 311
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	6 143	772	12,6%	-5 371
Pozostałe koszty operacyjne	74 004	86 403	116,8%	12 399
Zysk operacyjny	101 261	75 768	74,8%	-25 493



Koszty finansowe	16 874	18 882	111,9%	2 008
Przychody finansowe	27 232	41 729	153,2%	14 497
Przychody z tytułu dywidend	134	0	x	-134
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	8 085	1 143	14,1%	-6 942
Zysk przed opodatkowaniem	119 838	99 758	83,2%	-20 080
Podatek dochodowy	27 466	20 057	73,0%	-7 409
Zysk netto okresu sprawozdawczego	92 372	79 701	86,3%	-12 671
EBIDTA	263 601	267 166	101,4%	3 565

Przychody ze sprzedaży netto Grupy ENEA za IV kwartał 2011 r. wyniosły 2.522.152 tys. zł, co w stosunku do analogicznego okresu 2010 r. stanowi wzrost o 513.029 tys. zł, tj.: o 25,5%.

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

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 277 648	1 662 182	130,1%	384 534
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	647 569	690 674	106,7%	43 105
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	25 718	40 183	156,2%	14 465
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	39 803	67 986	170,8%	28 183



Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	10 146	x	10 146
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	0	0	x	0
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	18 385	50 981	277,3%	32 596
Razem przychody ze sprzedaży netto	2 009 123	2 522 152	125,5%	513 029

Na przychody Grupy składają się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które w IV kwartale 2011 r. stanowią odpowiednio 65,9% i 27,4% przychodów ze sprzedaży netto ogółem.

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w IV kwartale 2011 r. wyniosły 1.662.182 tys. zł i wzrosły w stosunku do okresu porównywalnego o 384.534 tys. zł. Wynika to głównie z wyższych o 413.686 tys. zł przychodów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej poza GK ENEA realizowaną przez Elektrownię Kozienice (wzrost ilości sprzedanej energii elektrycznej realizowanej przez Elektrownię Kozienice o 2.114 GWh przy spadku średniej ceny o 1,9%). Dodatkowo uwzględnione zostały przychody ze sprzedaży energii elektrycznej Elektrociepłowni Białystok za IV kwartał w wysokości 31.633 tys. zł. Natomiast zmniejszeniu uległy przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ENEA S.A. o 5.924 tys. zł, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 142 GWh, przy jednoczesnym wzroście średniej ceny sprzedaży o 3,2%. Dodatkowo osiągnięto mniejsze przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom o 39.395 tys. zł, co wynika z mniejszej ilości sprzedanej energii o 198 GWh.
- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w IV kwartale 2011 r. osiągnęły wartość 690.674 tys. zł i wzrosły w stosunku do okresu analogicznego o 43.105 tys. zł. Wzrost przychodów w stosunku do analogicznego okresu spowodowany został wzrostem sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym o 17.300 tys. zł (wzrost średniej ceny o 4,4% przy jednoczesnym spadku wolumenu dostawy o 66 GWh). W IV kwartale 2011 r. zaobserwowano również wyższe niż w okresie porównawczym przychody związane z transakcjami na Rynku Bilansującym dokonywanymi przez spółkę ENEA Operator. W roku 2010 Spółka dokupowała energię elektryczną na Rynku Bilansującym, natomiast w 2011 r. dokonywała jej odsprzedaży na Rynku Bilansującym, co spowodowane było zmianą struktury sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym. Dodatkowo wzrosły opłaty za przyłączenia do sieci oraz sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom.
- Przychody ze sprzedaży energii ciepłej w IV kwartale 2011 r. ukształtowały się na poziomie 50.981 tys. zł i stanowiły 2,0% przychodów ze sprzedaży. Wzrost tych przychodów o 32.596 tys. zł spowodowany jest uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym Elektrociepłowni Białystok jako spółki zależnej ENEA S.A. (do 1 czerwca 2011 r. spółka stowarzyszona).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych usług o 28.183 tys. zł wynika głównie z realizacji w analizowanym okresie sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO₂ w Elektrowni Kozienice w kwocie 33. 853 tys. zł.
- Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów wyniosły 40.183 tys. zł i uległy zwiększeniu o 14.465 tys. zł, co spowodowane jest zmniejszeniem obrotów wewnątrzgrupowych w IV kwartale 2011 r. w stosunku do IV kwartału 2010 r.



- Przychody z tytułu świadectw pochodzenia wyniosły w 2011 r. 10.146 tys. zł i są to przychody zrealizowane przez Elektrociepłownię Białystok.

W IV kwartale 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży wyniosły 2.412.096 tys. zł i wzrosły o 29,7% w stosunku do okresu porównywalnego.

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

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Amortyzacja	162 340	191 398	117,9%	29 058
Koszty świadczeń pracowniczych	255 333	300 371	117,6%	45 038
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	384 306	521 851	135,8%	137 545
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	717 817	1 036 485	144,4%	318 668
Usługi przesyłowe	176 133	185 244	105,2%	9 111
Inne usługi obce	101 049	125 586	124,3%	24 537
Podatki i opłaty	62 215	51 161	82,2%	-11 054
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 859 193	2 412 096	129,7%	552 903

W kosztach Grupy Kapitałowej główną pozycję stanowią koszty zakupu energii elektrycznej i zużycie materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które stanowią w IV kwartale 2011 r. odpowiednio 43,0% i 21,6% kosztów uzyskania przychodów.

- Zakup energii na potrzeby sprzedaży wyniósł w analizowanym okresie 1.036.485 tys. zł i zwiększył się w stosunku do roku ubiegłego o 44,4%, co spowodowane jest głównie zwiększeniem zakupu energii na rynku zewnętrznym, co wynika ze spadku sprzedaży energii elektrycznej Elektrowni Kozienice do ENEA S.A. (zmiana przepisów Prawa energetycznego dotyczących sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie posiadające rozliczenia z tytułu kosztów osieroconych). Jednocześnie średnia cena zakupu energii elektrycznej zwiększyła się o 6,2% w stosunku do okresu porównywalnego.



- Koszty zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wyniosły w analizowanym okresie 521.851 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do okresu analogicznego w 2010 r. o 137.545 tys. zł, co wynika głównie ze wzrostu kosztów o 78.231 tys. zł w Elektrowni Kozienice (wzrost kosztów zużycia biomasy, wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂ oraz nieznaczny wzrost kosztów zużycia węgla) oraz z ujęcia kosztów wartości zużycia materiałów i surowców wykazanych przez Elektrociepłownię Białystok w kwocie 43.697 tys. zł. Jednocześnie zanotowano wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów w spółkach: Energobud Leszno i BHU.
- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w IV kwartale 2011 r. 300.371 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do roku ubiegłego o 45.038 tys. zł, co wynika głównie z zaksięgowania większej zmiany rezerw na świadczenia pracownicze niż w IV kwartale 2010 r. oraz z uwzględnienia kosztów świadczeń pracowniczych Elektrociepłowni Białystok w kwocie 11.107 tys. zł. Jednocześnie średnia płaca w IV kwartale 2011 r. wzrosła w porównaniu do IV kwartału 2010 o 0,8% przy wzroście średniego zatrudnienia z 10.229,10 etatów w IV kwartale 2010 r. do 10.252,7 etatów w IV kwartale 2011 r.
- Koszty usług przesyłowych wyniosły w IV kwartale 2011 r. 185.244 tys. zł i są wyższe w stosunku do roku ubiegłego o 9.111 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 PSE Operator S.A. 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 analizowanym okresie 125.586 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 24.537 tys. zł co jest związane z wyższymi kosztami dotyczącymi reklamy, kosztami transportu węgla, kosztami ubezpieczeń majątkowych. Ponadto wyższe koszty usług obcych wynikają z ujęcia w sprawozdaniu finansowym kosztów poniesionych przez Elektrociepłownię Białystok.
- Koszty podatków i opłat wyniosły w IV kwartale 2011 r. 51.161 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 11.054 tys. zł, co wynika głównie z powodu niższych opłat z tytułu gospodarczego korzystania za środowiska. Jednocześnie na poziom kosztów wpływ miało ujęcie Elektrociepłowni Białystok w sprawozdaniu za badany okres.
- Amortyzacja w analizowanym okresie wyniosła 191.398 tys. zł i była wyższa w stosunku do okresu analogicznego w 2010 r. o 29.058 tys. zł, tj. o 17,9%. Wzrost amortyzacji spowodowany zwiększeniem majątku trwałego GK ENEA (Elektrociepłownia Białystok, Farma Wiatrowa Darżyno).

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	35 269	62 989	178,6%	27 720
Pozostałe koszty operacyjne	74 004	86 403	116,8%	12 399

W IV kwartale 2011 roku strata na pozostałej działalności operacyjnej wyniosła 23 414 tys. zł i uległa zmniejszeniu do analogicznego okresu roku ubiegłego o 15 321 tys. zł, co wynika głównie: z uwzględnienia pozostałej działalności operacyjnej EC Białystok (dotyczą przede wszystkim wyniku



na sprzedaży darmowych uprawnień CO₂) oraz z otrzymania darowizn infrastruktury elektroenergetycznej.

Skonsolidowany zysk przed opodatkowaniem, a więc po uwzględnieniu działalności finansowej i udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych wyniósł za IV kwartał 2011 r. 99.758 tys. zł i był niższy o 20.080 tys. zł, to jest o 16,8% w porównaniu z IV kwartałem 2010 r. Wynika to z osiągnięcia niższego wyniku operacyjnego o 25.493 tys. zł, przy jednoczesnym osiągnięciu wyższego wyniku na działalności finansowej o 12.489 tys. zł oraz z niższego udziału w zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności o 6.942 tys. zł.

Zysk netto wypracowany przez Grupę Kapitałową w IV kwartale 2011 r. wyniósł 79.701 tys. zł i był niższy od zysku osiągniętego w IV kwartale 2010 r. o 12.671 tys. zł, tj. o 13,7%.

9.1.5.2. Wyniki na poszczególnych segmentach działalności

Segmenty w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Obrót				
Przychody ze sprzedaży	1 120 887	1 138 200	101,5%	17 313
EBIT	20 735	14 786	71,3%	-5 949
EBITDA	21 055	14 861	70,6%	-6 194
Dystrybucja				
Przychody ze sprzedaży	647 872	690 224	106,5%	42 352
EBIT	-6 930	26 837	x	33 767
EBITDA	84 027	117 046	139,3%	33 019
Wytwarzanie				
Przychody ze sprzedaży	672 912	827 789	123,0%	154 877
EBIT	94 517	57 896	61,3%	-36 621



EBITDA	157 867	169 972	107,7%	12 105
Pozostała działalność				
Przychody ze sprzedaży	268 123	271 499	101,3%	3 376
EBIT	16 006	23 884	149,2%	7 878
EBITDA	24 275	31 895	131,4%	7 620
Wyłączenia				
Przychody ze sprzedaży	-700 671	-405 560	57,9%	295 111
EBIT	8 744	-10 701	x	-19 445
Koszty nieprzypisane (koszty zarządu)	-31 811	-36 934	116,1%	-5 123
Amortyzacja wyłączona oraz nieprzypisana do segmentów	-556	-18 973	3412,4%	-18 417
Razem				
Przychody ze sprzedaży	2 009 123	2 522 152	125,5%	513 029
EBIT	101 261	75 768	74,8%	-25 493
EBITDA	263 601	267 166	101,4%	3 565

Spadek wyniku na segmencie obrotu wynika ze wzrostu kosztów własnych dotyczących kosztów prowizji ponoszonych przez ENEA S.A. na rzecz spółek ELKO Trading oraz ENEA Centrum (rozpoczęcie działalności z dniem 1 sierpnia 2011 r.). Jednocześnie marża i pokrycia na obrocie wzrosła w IV kwartale 2011 r. w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 10.253 tys. zł (wzrost średniej ceny sprzedaży o 0,6%, spadek średniej ceny zakupu o 1%).

Wzrost wyniku na segmencie dystrybucji spowodowany jest głównie wzrostem sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym (wzrost średniej ceny o 4,4% przy jednoczesnym zmniejszeniu



ilości dostarczonej energii elektrycznej o 66 GWh), uzyskaniem przychodów z transakcji na Rynku Bilansującym (w roku 2010 Spółka dokupowała energię elektryczną na Rynku Bilansującym, natomiast w 2011 r. dokonywała jej odsprzedaży na Rynku Bilansującym), wzrostem opłat za przyłączenia do sieci oraz sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom.

Spadek wyniku na segmencie wytwarzania spowodowany jest spadkiem wyniku w Elektrowni Kozienice (wzrost przychodów operacyjnych o 90.157 tys. zł, wzrost kosztów operacyjnych o 140.165 tys. zł, uwzględnieniem zysku operacyjnego Elektrociepłowni Białystok w wysokości 5.936 tys. zł (koszty zawierają korektę amortyzacji do wartości godziwej w związku z dokonaną wyceną Spółki na dzień 30 września 2011 r.), wzrostem wyniku operacyjnego w spółce Elektrownie Wodne. Jednocześnie w segmencie wytwarzania uwzględnione zostały wyniki finansowe pozostałych spółek sektora ciepłowniczego (w IV kwartale 2010 r. w segmencie pozostałej działalności).

Wzrost EBITDA w segmencie wytwarzania w IV kwartale 2011 roku nastąpił w związku z nabyciem oraz przeszacowaniem wartości majątku spółki EC Białystok.

Wzrost wyniku na segmencie pozostałej działalności wynika głównie ze wzrostu wyniku w spółkach Energobud Leszno i Entur.

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

9.1.5.3. Analiza wskaźnikowa

Wskaźniki finansowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.
WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI		
ROE - stopa zwrotu z kapitału własnego		
<i>zysk (strata) brutto</i>	4,9%	3,8%
<i>kapitał własny</i>		
ROA - stopa zwrotu z aktywów		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	3,2%	2,2%
<i>aktywa całkowite</i>		



Rentowność netto		
<u>zysk (strata) netto</u>		
	4,6%	3,2%
<i>przychody ze sprzedaży</i>		
Rentowność operacyjna		
<u>zysk (strata) operacyjny</u>		
	5,0%	3,0%
<i>przychody ze sprzedaży</i>		
Rentowność EBITDA		
<u>zysk (strata) operacyjny + amortyzacja</u>		
	13,1%	10,6%
<i>przychody ze sprzedaży</i>		
WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ		
Wskaźnik bieżącej płynności		
<u>aktywa obrotowe</u>		
	2,6	2,4
<i>zobowiązania krótkoterminowe</i>		
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi		
<u>kapitał własny</u>		
	113,0%	110,1%
<i>aktywa trwałe</i>		



Wskaźnik zadłużenia ogólnego		
<i>zobowiązania ogółem</i>	23,1%	23,5%
<i>aktywa całkowite</i>		
WSKAŹNIKI AKTYWNOŚCI GOSPODARCZEJ		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach		
<i>śr.stan należności z tyt.dostaw i usług netto i pozostałych x liczba dni</i>	41	41
<i>przychody ze sprzedaży</i>		
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach		
<i>śr.stan zobowiązań z tyt.dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni</i>	57	48
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		
Cykl rotacji zapasów w dniach		
<i>śr.stan zapasów x liczba dni</i>	15	16
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		

W IV kwartale 2011 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała dodatni wynik finansowy i osiągnęła dodatnią wartość wskaźników rentowności. Rentowność EBITDA wyniosła 10,6% i ukształtowała się na niższym poziomie w porównaniu do wykonania IV kwartału 2010 r. (13,1%).

Rentowność netto osiągnięta przez Grupę w IV kwartale 2011 r. wyniosła 3,2% i ukształtowała się na poziomie niższym o 1,4 punktu procentowego w porównaniu do analogicznego okresu 2010 r.

Obniżeniu uległa również efektywność działania Grupy mierzona wskaźnikami aktywności gospodarczej ROE i ROA. Wskaźnik ROE w analizowanym okresie wyniósł 3,8% (w okresie porównawczym 4,9%), obniżenie wskaźnika wynika z osiągnięcia niższego zysku brutto w IV kwartale



2011 r. niż w okresie porównywalnym. Wskaźnik ROA natomiast ukształtował się na poziomie 2,2% tj. na poziomie niższym niż w okresie porównywalnym o 1,0 punkt procentowy, co jest konsekwencją osiągnięcia niższego zysku operacyjnego.

Grupa Kapitałowa ENEA posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł w na koniec 2011 r. 2,4. Jego poziom wynika z wysokiego stanu aktywów obrotowych w związku z ulokowaniem w aktywach finansowych środków uzyskanych z emisji akcji na GPW w 2008 r.

Wskaźnik rotacji należności ukształtował się na tym samym poziomie jak w okresie analogicznym 2010 r. i wyniósł 41 dni. Również cykl rotacji zapasów ukształtował się na zbliżonym poziomie co w okresie porównywalnym i wyniósł 16 dni (w IV kwartale 2010 r. 15 dni).

Natomiast cykl rotacji zobowiązań osiągnął poziom 48 dni, a więc był o 11 dni krótszy niż w analogicznym kwartale 2010 r. 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.

Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na koniec grudnia 2011 r. 23,5% natomiast wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. 110,1% (na dzień 31 grudnia 2010 r. 113,0%).

9.2. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w okresie 12 m-cy 2011 r. w porównaniu do 12 m-cy 2010 r.

9.2.1. Rachunek zysków i strat ENEA S.A.

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	6 558 983	5 805 632	88,5%	-753 351
Podatek akcyzowy	254 651	227 999	89,5%	-26 652
Przychody ze sprzedaży netto	6 304 332	5 577 633	88,5%	-726 699
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	6 170 505	5 513 114	89,3%	-657 391
Pozostałe przychody operacyjne	28 667	25 945	90,5%	-2 722
Pozostałe koszty operacyjne	45 085	42 280	93,8%	-2 805
Zysk/ strata ze sprzedaży środków trwałych	-1 179	-282	23,9%	897



Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	0	5 634	x	5 634
Zysk operacyjny	116 230	42 268	36,4%	-73 962
Przychody finansowe	109 740	122 110	111,3%	12 370
Przychody z tytułu dywidend	193 888	236 339	121,9%	42 451
Koszty finansowe	5 986	6 436	107,5%	450
Zysk brutto	413 872	394 281	95,3%	-19 591
Zysk netto	364 386	358 141	98,3%	-6 245
EBIDTA	133 675	58 913	44,1%	-74 762

9.2.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto ENEA S.A. wyniosły w okresie sprawozdawczym 5.805.632 tys. zł, co w stosunku do 2010 r. stanowi spadek o 753.351 tys. zł, tj. o 11,5%.

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

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	6 558 983	5 805 632	88,5%	-753 351
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji odbiorcom końcowym	5 949 372	5 614 573	94,4%	-334 799
z tego:				
<i>Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym</i>	<i>4 059 190</i>	<i>3 941 684</i>	<i>97,1%</i>	<i>-117 506</i>
<i>Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe</i>	<i>1 890 182</i>	<i>1 672 889</i>	<i>88,5%</i>	<i>-217 293</i>



Sprzedaż energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych	326 134	0	x	-326 134
Sprzedaż energii elektrycznej innym podmiotom	233 692	143 548	61,4%	-90 144
Sprzedaż usług	58 466	61 849	105,8%	3 383
Pozostałe przychody	-8 681	-14 338	165,2%	-5 657

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

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, które stanowią 67,9% przychodów ze sprzedaży. Przychody te wyniosły w 2011 r. 3.941.684 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do ubiegłego roku o 117.506 tys. zł, tj. o 2,9%, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 785 GWh, przy jednoczesnym wzroście średniej ceny sprzedaży o 2,3%. Najwyższy spadek wolumenu sprzedanej energii elektrycznej (o 476 GWh) zanotowano w grupie klientów z zespołu grup taryfowych C.
- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe, które stanowią 28,8% przychodów ze sprzedaży. Przychody te w 2011 r. osiągnęły wartość 1.672.889 tys. zł i uległy zmniejszeniu w porównaniu do roku poprzedniego o 217.293 tys. zł, tj. o 11,5%. Spadek tych przychodów spowodowany jest w znaczącej mierze rozdzieleniem 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 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 143.548 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do 2010 r. o 90.144 tys. zł, tj. o 38,6%, co wynika głównie z mniejszej ilości sprzedanej energii w tym segmencie o 481 GWh.
- Na pozycję pozostałych przychodów składają się z głównej mierze szacowana sprzedaż niezafakturowana energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych wynikająca z systemu rozliczeń WO i DO, która przedstawia różnicę pomiędzy stanem sprzedaży niezafakturowanej na koniec danego okresu sprawozdawczego, a jej stanem na początku okresu sprawozdawczego.

9.2.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wyniosły 5.513.114 tys. zł i zmniejszyły się o 657.391 tys. zł, tj. o 10,7% w stosunku do roku poprzedniego.



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

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	6 170 505	5 513 114	89,3%	-657 391
Koszty zakupu en. el. na potrzeby odsprzedaży	4 052 513	3 575 667	88,2%	-476 846
<i>w tym:</i>				
<i>zakup świadectw pochodzenia</i>	<i>534 441</i>	<i>476 771</i>	<i>89,2%</i>	<i>-57 670</i>
<i>wartość energii niezbilansowanej</i>	<i>-15 343</i>	<i>37 439</i>	<i>x</i>	<i>52 782</i>
Koszt świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych o dostawę energii i usług dystrybucyjnych	1 886 344	1 665 980	88,3%	-220 364
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	17 445	16 645	95,4%	-800
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	4 049	5 495	135,7%	1 446
Inne usługi obce	140 763	179 494	127,5%	38 731
Koszty świadczeń pracowniczych	59 842	60 383	100,9%	541
Podatki i opłaty	9 549	9 450	99,0%	-99

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

- Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby odsprzedaży, które wyniosły 3.575.667 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do 2010 r. o 476.846 tys. zł, tj. o 11,8%, na skutek niższego wolumenu zakupionej energii o 3.039 GWh, w związku z niższym zapotrzebowaniem odbiorców na energię elektryczną oraz z brakiem zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej dla ENEA Operator. Średnia cena zakupu energii elektrycznej ogółem wzrosła w 2011 r. o 5,6% w stosunku do 2010 r. Ponadto w kosztach zakupu szacowana jest wartość niezbilansowania energii elektrycznej, która koryguje koszty zakupu +/-, w związku z faktem, że ilość energii elektrycznej zafakturowanej po stronie zakupu i sprzedaży nie jest równa oraz z dokonywanymi korektami na Rynku Bilansującym w 15-miesięcznym okresie rozliczeniowym. Jednocześnie w badanym okresie nastąpił spadek



kosztów zakupu świadectw pochodzenia na skutek niższego jednostkowego kosztu zakupu świadectw pochodzenia liczonego na 1 MWh energii sprzedanej odbiorcom końcowym o 6%.

- Koszty świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych, które wyniosły 1.665.980 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do 2010 r. o 220.364 tys. zł, tj. o 11,7%, co wynika z mniejszej realizacji sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe.
- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 179.494 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do wykonania roku ubiegłego o 38.731 tys. zł, tj. o 27,5%, co było spowodowane przede wszystkim wyższymi kosztami związanymi z reklamą (wyższe o 17.060 tys. zł, tj. o 172,9% w stosunku do 2010 r.) oraz kosztami na rzecz spółek: ENEA Centrum (12.629 tys. zł) oraz ELKO Trading (7.950 tys. zł), co wynika z wydzielenia od 1 sierpnia 2011 r. działalności związanej z handlem hurtowym i obsługą klienta.

9.2.4. Wyniki finansowe

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość wypracowanych wyników finansowych przez ENEA S.A. w 2011 r.

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Zysk operacyjny	116 230	42 268	36,4%	-73 962
Zysk brutto	413 872	394 281	95,3%	-19 591
Zysk netto	364 386	358 141	98,3%	-6 245

W 2011 r. ENEA S.A. osiągnęła zysk operacyjny wynoszący 42.268 tys. zł, który był niższy od wyniku osiągniętego w roku ubiegłym o 63,6%, tj. o 73.962 tys. zł, co spowodowane było spadkiem przychodów z działalności operacyjnej o 729.421 tys. zł, przy jednoczesnym zmniejszeniu kosztów operacyjnych o 660.196 tys. zł. Dodatkowo na poziom osiągniętego zysku operacyjnego wpływ miał dokonany odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych w kwocie 5.634 tys. zł wynikający z umniejszenia wartości majątku oświetlenia drogowego przekazanego do spółki ENEOS.

Zysk przed opodatkowaniem, a więc po uwzględnieniu działalności finansowej wyniósł w 2011 r. 394.281 tys. zł i był niższy o 19.591 tys. zł, to jest o 4,7% niż w roku ubiegłym. Na poziom wyniku wpłynęło osiągnięcie wyższych przychodów finansowych z tytułu dywidendy od spółek zależnych (o 42.451 tys. zł) oraz wyższe przychody finansowe (o 12.370 tys. zł) głównie z tytułu odsetek.

Zysk netto wypracowany przez ENEA S.A. w 2011 r. wyniósł 358.141 tys. zł i był niższy od zysku osiągniętego w roku ubiegłym o 6.245 tys. zł, tj o 1,7%.



9.2.5. Sytuacja majątkowa – struktura aktywów i pasywów bilansu

Bilans aktywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	31 grudnia 2011 r.		
Aktywa trwałe	8 150 948	8 670 879	106,4%	519 931
Rzeczowe aktywa trwałe	209 566	185 550	88,5%	-24 016
Użytkowanie wieczyste gruntów	1 488	1 471	98,9%	-17
Wartości niematerialne	3 353	3 114	92,9%	-239
Nieruchomości inwestycyjne	0	10 747	x	10 747
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	7 874 545	8 250 389	104,8%	375 844
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	40 137	56 493	140,8%	16 356
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	20 448	19 365	94,7%	-1 083
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	0	142 193	x	142 193
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 411	1 557	110,3%	146
Aktywa obrotowe	2 924 404	2 473 852	84,6%	-450 552
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	775 466	1 039 389	134,0%	263 923
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	880	14 183	1611,7%	13 303
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 781 939	712 670	40,0%	-1 069 269



Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	366 119	707 610	193,3%	341 491
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	0	17 818	x	17 818
Razem aktywa	11 075 352	11 162 549	100,8%	87 197
Bilans pasywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	31 grudnia 2011 r.		
Razem kapitał własny	10 043 874	10 208 828	101,6%	164 954
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	100,0%	0
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	4 627 673	4 627 673	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	10 941	11 989	109,6%	1 048
Kapitał rezerwowy	892 198	1 062 349	119,1%	170 151
Zyski zatrzymane	2 780 708	2 774 463	99,8%	-6 245
Razem zobowiązania	1 031 478	953 721	92,5%	-77 757
Zobowiązania długoterminowe	120 115	115 210	95,9%	-4 905
Zobowiązania krótkoterminowe	911 363	838 511	92,0%	-72 852
Razem pasywa	11 075 352	11 273 424	101,8%	198 072

Na dzień 31 grudnia 2011 r. suma bilansowa ENEA S.A. wynosiła 11.162.549 tys. zł i zwiększyła się o 87.197 tys. zł, tj. o 0,8% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2010 r.



Aktywa trwałe na koniec 2011 r. wyniosły 8.670.879 tys. zł i uległy zwiększeniu o 519.931 tys. zł (o 6,4%) w porównaniu do roku ubiegłego. Wzrost aktywów trwałych wynika głównie z inwestycji w jednostkach stowarzyszonych, w związku z nabyciem akcji spółki Elektrociepłownia Białystok Ponadto wzrosły aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności w związku z zakupem obligacji korporacyjnych od spółek: ENEA Operator, Elektrownie Wodne i Dobitt Energia.

W 2011 r. aktywa obrotowe ukształtowały się na poziomie 2.473.852 tys. zł i zmniejszyły się w porównaniu do 2010 r. o 450.552 tys. zł (o 15,4%). Spadek aktywów obrotowych wynika głównie ze spadku sumy środków pieniężnych oraz aktywów finansowych, w których ulokowane są środki pozyskane ze sprzedaży akcji na GPW. Spadek ten spowodowany jest zakupem akcji spółki Elektrociepłownia Białystok przy jednoczesnym zwiększeniu należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w związku z zakupem udziałów spółki Windfarm Polska.

Dominującym źródłem finansowania majątku Spółki jest kapitał własny. Kapitał własny na koniec 2011 r. wyniósł 10.208.828 tys. zł i był wyższy od stanu na koniec 2010 r. (10.043.874 tys. zł) o 164.954 tys. zł tj. o 1,6%. Wzrost kapitału własnego wynika głównie ze wzrostu kapitału rezerwowego w związku z przeznaczeniem części zysku 2010 r. na finansowanie inwestycji.

Wartość zobowiązań długoterminowych wyniosła na dzień 31 grudnia 2011 r. 115.210 tys. zł i uległa zmniejszeniu o 4.905 tys. zł tj. o 4,1% w relacji do stanu na koniec 2010 r., w związku z aktuarialną wyceną świadczeń pracowniczych.

Zobowiązania krótkoterminowe ukształtowały się na poziomie 838.511 tys. zł i zmniejszyły się o 72.852 tys. zł (o 8,0%) w porównaniu do roku ubiegłego, co spowodowane jest głównie zmniejszeniem zobowiązań z tytułu dostaw i usług. Jednocześnie nastąpił wzrost rezerw na świadczenia pochodzenia energii oraz rezerw na pozostałe zobowiązania.

9.2.6. Analiza wskaźnikowa

Wskaźniki finansowe

Wyszczególnienie	wykonanie	
	2010 r.	2011 r.
WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI		
ROE - stopa zwrotu z kapitału własnego		
<i>zysk (strata) brutto</i>	4,1%	3,9%
<i>kapitał własny</i>		
ROA - stopa zwrotu z aktywów		



<u>zysk (strata) operacyjny</u>		
	1,0%	0,4%
<u>aktywa całkowite</u>		
Rentowność netto		
<u>zysk (strata) netto</u>		
	5,8%	6,4%
<u>przychody ze sprzedaży</u>		
Rentowność operacyjna		
<u>zysk (strata) operacyjny</u>		
	1,8%	0,8%
<u>przychody ze sprzedaży netto</u>		
Rentowność EBITDA		
<u>zysk (strata) operacyjny + amortyzacja</u>		
	2,1%	1,1%
<u>przychody ze sprzedaży netto</u>		
WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ		
Wskaźnik bieżącej płynności		
<u>aktywa obrotowe</u>		
	3,2	3,0
<u>zobowiązania krótkoterminowe</u>		
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi		



<i>kapitał własny</i>	123,2%	117,7%
<i>aktywa trwałe</i>		
Wskaźnik zadłużenia ogólnego		
<i>zobowiązania ogółem</i>	9,3%	8,5%
<i>aktywa całkowite</i>		
WSKAŹNIKI AKTYWNOŚCI GOSPODARCZEJ		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach		
<i>śr.stan należności z tyt.dostaw i usług netto i pozostałych x liczba dni</i>	46	59
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach		
<i>śr.stan zobowiązań z tyt.dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni</i>	44	41
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		

W 2011 r. ENEA S.A. wypracowała dodatni wynik finansowy i osiągnęła dodatnią wartość wskaźników rentowności. Rentowność EBITDA wyniosła 1,1% i jest niższa w porównaniu do wykonania 2010 r. (2,1%), co wynika z wypracowania niższego zysku operacyjnego.

Rentowność netto osiągnięta przez ENEA S.A. w 2011 r. wyniosła 6,4% i zwiększyła się w stosunku do rentowności uzyskanej w 2010 r. o 0,6 punktu procentowego (5,8%), co jest konsekwencją osiągnięcia wyższych przychodów finansowych z tytułu dywidendy od spółek zależnych.

Nastąpił spadek efektywności działania Grupy mierzony wskaźnikami aktywności gospodarczej ROE i ROA. Wskaźnik ROE za 2011 r. wyniósł 3,9% i uległ zmniejszeniu w stosunku do 2010 r. (4,1%), co wynika z osiągnięcia niższego zysku przed opodatkowaniem w 2011 r. niż w roku ubiegłym. Natomiast wskaźnik ROA uległ zmniejszeniu z 1,0% w 2010 r. do 0,4% w 2011 r., co jest konsekwencją osiągnięcia niższego zysku operacyjnego.



ENEA S.A. posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł w 2011 r. 3,0. Jego poziom wynika z wysokiego stanu aktywów obrotowych w związku z ulokowaniem środków uzyskanych z emisji akcji na GPW w 2008 r. w aktywach finansowych.

Obliczony na dzień 31 grudnia 2011 r. wskaźnik rotacji należności ukształtował się na wyższym poziomie niż w roku ubiegłym i wyniósł 59 dni (zwiększenie należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych w związku z zakupem udziałów spółki Windfarm Polska). Natomiast cykl rotacji zobowiązań na dzień 31 grudnia 2011 r. osiągnął poziom 41 dni, a więc niższy niż w roku ubiegłym o 3 dni.

Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na koniec grudnia 2011 r. 8,5% i ukształtował się na niższym poziomie w porównaniu do wykonania na dzień 31 grudnia 2010 (na dzień 31 grudnia 2010 r. 9,3%). Wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. 117,7% (na dzień 31 grudnia 2010 r. 123,2%).

9.2.7. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w IV kwartale 2011 r. w porównaniu do IV kwartału 2010 r.

9.2.7.1. Rachunek zysków i strat ENEA S.A.

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 653 141	1 450 170	87,7%	-202 971
Podatek akcyzowy	62 355	58 856	94,4%	-3 499
Przychody ze sprzedaży netto	1 590 786	1 391 314	87,5%	-199 472
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 598 119	1 396 609	87,4%	-201 510
Pozostałe przychody operacyjne	22 163	13 418	60,5%	-8 745
Pozostałe koszty operacyjne	24 768	18 588	75,0%	-6 180
Zysk/ strata ze sprzedaży środków trwałych	-706	-405	57,4%	301
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	0	0	x	0
Zysk operacyjny	-10 644	-10 870	102,1%	-226



Przychody finansowe	20 744	23 450	113,0%	2 706
Przychody z tytułu dywidend	0	0	x	0
Koszty finansowe	1 573	1 569	99,7%	-4
Zysk brutto	8 527	11 011	129,1%	2 484
Zysk netto	4 725	6 638	140,5%	1 913
EBIDTA	-6 240	-7 010	112,3%	-770

9.2.7.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto ENEA S.A. wyniosły w IV kwartale 2011 r. 1.450.170 tys. zł, co w stosunku do IV kwartału 2010 r. stanowi spadek o 202.971 tys. zł, tj. o 12,3%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w IV kwartale 2010 i 2011 r.

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 653 141	1 450 170	87,7%	-202 971
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji odbiorcom końcowym	1 469 404	1 418 617	96,5%	-50 787
z tego:				
<i>Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym</i>	<i>1 015 802</i>	<i>1 009 878</i>	<i>99,4%</i>	<i>-5 924</i>
<i>Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe</i>	<i>453 602</i>	<i>408 739</i>	<i>90,1%</i>	<i>-44 863</i>
Sprzedaż energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych	96 120	0	0,0%	-96 120
Sprzedaż energii elektrycznej innym podmiotom	62 460	23 065	36,9%	-39 395



Sprzedaż usług	16 022	17 526	109,4%	1 504
Pozostałe przychody	9 135	-9 038	x	-18 172

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

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, które stanowią 69,6% przychodów ze sprzedaży. Przychody te wyniosły w IV kwartale 2011 r. 1.009.878 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do IV kwartału ubiegłego roku o 5.924 tys. zł, tj. o 0,6%, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 142 GWh, przy jednoczesnym wzroście średniej ceny sprzedaży o 3,2%. Najwyższy spadek wolumenu sprzedanej energii elektrycznej (o 149 GWh) zanotowano w grupie klientów z zespołu grup taryfowych C.
- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe, które stanowią 28,2% przychodów ze sprzedaży. Przychody te w IV kwartale 2011 r. osiągnęły wartość 408.739 tys. zł i uległy zmniejszeniu w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego o 44.863 tys. zł, tj. o 9,9%. Spadek tych przychodów spowodowany jest w znaczącej mierze rozdziałem 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 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 23.065 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 39.395 tys. zł, tj. o 63,1%, co wynika z mniejszej ilości sprzedanej energii w tym segmencie o 198 GWh.
- Na pozycję pozostałych przychodów składają się z głównej mierze szacowana sprzedaż niezafakturowana energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych wynikająca z systemu rozliczeń WO i DO, która przedstawia różnicę pomiędzy stanem sprzedaży niezafakturowanej na koniec danego okresu sprawozdawczego, a jej stanem na początku okresu sprawozdawczego.

9.2.7.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W IV kwartale 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wyniosły 1.396.609 tys. zł i zmniejszyły się o 201.510 tys. zł, tj. o 12,6% w stosunku do roku poprzedniego.



Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w IV kwartale 2010 i 2011 r.

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 598 119	1 396 609	87,4%	-201 510
Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby odsprzedaży	1 072 196	909 455	84,8%	-162 741
<i>w tym: zakup świadectw pochodzenia</i>	<i>150 674</i>	<i>123 299</i>	<i>81,8%</i>	<i>-27 375</i>
<i>wartość energii niezbilansowanej</i>	<i>-15 343</i>	<i>-35 903</i>	<i>234,0%</i>	<i>-20 560</i>
Koszt świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych o dostawę energii i usług dystrybucyjnych	453 183	404 764	89,3%	-48 419
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	4 404	3 860	87,6%	-544
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	1 364	1 379	101,1%	15
Inne usługi obce	44 064	56 302	127,8%	12 238
Koszty świadczeń pracowniczych	20 665	19 012	92,0%	-1 653
Podatki i opłaty	2 243	1 837	81,9%	-406

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

- Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby odsprzedaży, które wyniosły 909.455 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 162.741 tys. zł, tj. o 15,2%, na skutek niższego wolumenu zakupionej energii o 974 GWh, w związku z niższym zapotrzebowaniem odbiorców na energię elektryczną oraz z brakiem zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej dla ENEA Operator. Jednocześnie w badanym okresie nastąpił wzrost średniej ceny zakupu energii elektrycznej ogółem o 6,2% w stosunku do IV kwartału 2010 r. Ponadto w kosztach zakupu szacowana jest wartość niezbilansowania energii elektrycznej, która koryguje koszty zakupu +/-, w związku z faktem, że ilość energii elektrycznej zafakturowanej po stronie zakupu i sprzedaży nie jest równa oraz z dokonywanymi korektami na Rynku Bilansującym w 15-miesięcznym okresie rozliczeniowym. Jednocześnie w badanym okresie poniesiono niższe koszty zakupu świadectw pochodzenia w związku ze spadkiem jednostkowego kosztu zakupu świadectw pochodzenia liczonego na 1 MWh energii sprzedanej odbiorcom końcowym o 15%. W grudniu 2010 r.



zaksięgowane zostały szacunkowe koszty zakupu świadectw pochodzenia od sprzedaży niezafakturowanej za cały 2011 r.

- Koszty świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych, które wyniosły 404.764 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 48.419 tys. zł, tj. o 10,7%, co wynika z mniejszej realizacji sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe.
- Koszty świadczeń pracowniczych ukształtowały się na poziomie 19.012 tys. zł i zmniejszyły się w porównaniu do IV kwartału 2010 r. o 1.653 tys. zł, czyli o 8,0%. Wynika to głównie z niższej średniej płacy w spółce o 16,2%, jednocześnie zwiększeniu uległy rezerwy na ekwiwalent energetyczny.
- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 56.302 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do wykonania analogicznego okresu roku ubiegłego o 12.238 tys. zł, tj. o 27,8%, co było spowodowane przede wszystkim kosztami na rzecz spółek: ENEA Centrum (9.858 tys. zł) oraz ELKO Trading (6.652 tys. zł), co wynika z wydzielenia od 1 sierpnia 2011 r. działalności związanej z handlem hurtowym i obsługą klienta.

9.2.7.4. Pozostała działalność operacyjna

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	22 163	13 418	60,5%	-8 745
Pozostałe koszty operacyjne	24 768	18 588	75,0%	-6 180

W IV kwartale 2011 r. pozostałe przychody operacyjne wyniosły 13.418 tys. zł i ukształtowały się na niższym poziomie niż w analogicznym okresie roku ubiegłego o 8.745 tys. zł, natomiast pozostałe koszty operacyjne w badanym okresie osiągnęły wartość 18.588 tys. zł, co stanowi spadek o 6.180 tys. zł. Wynika to głównie ze zmiany rezerw na roszczenia o odszkodowania.

9.2.7.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	20 744	23 450	113,0%	2 706
Koszty finansowe	1 573	1 569	99,7%	-4

Przychody finansowe wyniosły w IV kwartale 2011 r. 23.450 tys. zł i były wyższe w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 2.706 tys. zł., co wynika z osiągnięcia wyższych przychodów z tytułu odsetek.



9.3. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w okresie 12 m-cy 2011 r. w porównaniu do okresu 12 m-cy 2010 r.

9.3.1. Rachunek zysków i strat ENEA Operator

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	2 629 997	2 739 360	104,2%	109 363
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 324 998	2 380 524	102,4%	55 526
Pozostałe przychody operacyjne	34 323	83 489	243,2%	49 166
Pozostałe koszty operacyjne	55 187	76 429	138,5%	21 242
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-7 754	-10 337	133,3%	-2 583
Zysk / strata operacyjny	276 381	355 559	128,6%	79 178
Przychody finansowe	10 562	7 876	74,6%	-2 686
Koszty finansowe	11 199	11 801	105,4%	602
Zysk/ strata brutto	275 744	351 634	127,5%	75 890
Zysk/ strata netto	219 553	284 227	129,5%	64 674
EBITDA	645 015	715 408	110,9%	70 393

9.3.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły w okresie sprawozdawczym 2.739.360 tys. zł, co w stosunku do 2010 r., co stanowi wzrost o 109.363 tys. zł, tj. o 4,2%.

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



Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	2 629 997	2 739 360	104,2%	109 363
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, w tym:	2 390 485	2 462 721	103,0%	72 236
<i>umowy kompleksowe</i>	<i>1 890 162</i>	<i>1 672 860</i>	<i>88,5%</i>	<i>-217 302</i>
<i>umowy pozostałe</i>	<i>500 323</i>	<i>789 861</i>	<i>157,9%</i>	<i>289 538</i>
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	3 225	3 406	105,6%	181
Sprzedaż usług dystrybucji wynikająca z systemu rozliczeń WO i DO	-1 289	-3 806	295,3%	-2 517
Opłaty za przyłączenie do sieci	106 529	116 748	109,6%	10 219
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	7 616	7 234	95,0%	-382
Przychody z tytułu usług	100 820	102 141	101,3%	1 321
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	18 855	23 857	126,5%	5 002
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	3 756	27 059	720,4%	23 303

Na wzrost przychodów ze sprzedaży w 2011 r. o 109.363 tys. zł w stosunku do okresu porównawczego złożyły się przede wszystkim:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, które stanowią 89,9% przychodów ze sprzedaży. Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w 2011 r. osiągnęły wartość 2.462.721 tys. zł, co stanowi wzrost w porównaniu do analogicznego okresu o 72.236 tys. zł, tj. o 3,0%. Wzrost przychodów w stosunku do analogicznego okresu spowodowany został wzrostem wolumenu dostawy o 117 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedaży o 2,3%.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów oraz innych przychodów, które w 2011 r. wyniosły 27.059 tys. zł i zwiększyły się w porównaniu do 2010 r. o 23.303 tys. zł, co głównie wynika ze wzrostu przychodów z tytułu rozliczeń na Rynku Bilansującym. W roku 2010 Spółka dokupywała energię elektryczną na Rynku Bilansującym, natomiast w 2011 roku dokonywała jej



odsprzedaży na Rynku Bilansującym. Spowodowane to było zmianą struktury sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym,

- Wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenia do sieci, które wyniosły w 2011 r. 116.748 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do okresu porównywalnego o 10.219 tys. zł, co wynikało z przyjęcia na majątek przyłączeń o wyższej wartości.
- Wyższe przychody ze sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom, które ukształtowały się na poziomie 23.857 tys. zł i zwiększyły się w porównaniu do roku ubiegłego o 5.002 tys. zł, na co przede wszystkim wpłynęła większa ilość oddanej energii elektrycznej do sąsiednich spółek dystrybucyjnych o 94 GWh, wzrost mocy umownej w węzłach sieci NN oraz wzrost średniej ceny sprzedaży o 9,1%.

9.3.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły 2.380.524 tys. zł i zwiększyły się o 55.526 tys. zł, tj. o 2,4% w stosunku do okresu porównywalnego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w analizowanym okresie.

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 324 998	2 380 524	102,4%	55 526
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	368 634	359 849	97,6%	-8 785
Koszty świadczeń pracowniczych	541 655	565 416	104,4%	23 761
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	49 217	49 897	101,4%	680
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	358 355	369 785	103,2%	11 430
Koszty usług przesyłowych	691 094	710 989	102,9%	19 895
Inne usługi obce	206 013	212 232	103,0%	6 219
Podatki i opłaty	110 030	112 356	102,1%	2 326



Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA Operator wpływają głównie:

- Koszty świadczeń pracowniczych, które w okresie analizowanym wynosiły 565.416 tys. zł i były wyższe od okresu porównywalnego w 2010 r. o 23.761 tys. zł. Różnica ta wynika przede wszystkim z utworzenia rezerwy na PDO oraz na nagrodę dla załogi z zysku, które zwiększają koszty wynagrodzeń osobowych odpowiednio o 21.400 tys. zł i 6.658 tys. zł. Jednocześnie zmniejszeniu uległy rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne.
- Koszty usług przesyłowych wyższe o 19.895 tys. zł w stosunku do okresu porównywalnego, 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).
- Zakup energii na potrzeby sprzedaży w stosunku do okresu porównywalnego wzrósł o 11.430 tys. zł, co wynika przede wszystkim z wyższej średniej ceny zakupu energii w 2011 r. oraz z korekt wynikających z zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego.
- Inne usługi obce, które w analizowanym okresie sprawozdawczym zwiększyły się o 6.219 tys. zł i wyniosły 212.232 tys. zł. Wynika to przede wszystkim z wyższych kosztów inkasenckich i technicznej obsługi odbiorców, wyższych kosztów pocztowych (zmiana polityki windykacyjnej), wyższych kosztów ubezpieczeń majątkowych, wyższych kosztów usług doradczych oraz zwiększonych kosztów wycinki drzew pod liniami. Jednocześnie Spółka poniosła niższe koszty usług remontowych.
- Amortyzacja uległa obniżeniu o 8.785 tys. zł w stosunku do okresu porównywalnego, głównie ze względu na weryfikację stawek amortyzacyjnych oraz na niższe koszty niskocennych środków trwałych.

9.3.4. Pozostała działalność operacyjna

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	34 323	83 489	243,2%	49 166
Pozostałe koszty operacyjne	55 187	76 429	138,5%	21 242

W 2011 roku wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł 7 060 tys. zł i ukształtowały się na wyższym poziomie niż w roku ubiegłym o 27 924 tys. zł, co wynika głównie z wyższych przychodów z tytułu nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych (35 029 tys. zł).

Dodatkowo zwiększyła się strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 2 583 tys. zł.



9.3.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	10 562	7 876	74,6%	-2 686
Koszty finansowe	11 199	11 801	105,4%	602

Przychody finansowe wyniosły w 2011 r. 7.876 tys. zł i były niższe w stosunku do 2010 r. o 2.686 tys. zł., co wynika z osiągnięcia niższych przychodów z tytułu odsetek od lokat.

9.3.6. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w IV kwartale 2011 r. w porównaniu do IV kwartału 2010 r.

9.3.6.1. Rachunek zysków i strat ENEA Operator

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	676 162	716 501	106,0%	40 339
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	637 341	640 110	100,4%	2 769
Pozostałe przychody operacyjne	5 962	13 184	221,1%	7 222
Pozostałe koszty operacyjne	42 734	46 431	108,7%	3 697
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-5 072	-10 154	200,2%	-5 082
Zysk / strata operacyjny	-3 023	32 990	x	36 013
Przychody finansowe	2 540	1 920	75,6%	-620
Koszty finansowe	3 005	2 757	91,7%	-248
Zysk/ strata brutto	-3 488	32 153	x	35 641
Zysk/ strata netto	-3 867	28 791	x	32 658
EBITDA	90 574	126 717	139,9%	36 143



9.3.6.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły w IV kwartale 2011 r. 716.501 tys. zł, co w stosunku do IV kwartału 2010 r., stanowi wzrost o 40.339 tys. zł, tj. o 6,0%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w IV kwartale 2010 i 2011 r.

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	676 162	716 501	106,0%	40 339
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, w tym:	607 871	625 171	102,8%	17 300
<i>umowy kompleksowe</i>	453 598	408 729	90,1%	-44 869
<i>umowy pozostałe</i>	154 272	216 442	140,3%	62 169
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	847	857	101,1%	10
Sprzedaż usług dystrybucji wynikająca z systemu rozliczeń WO i DO	194	-2 445	x	-2 638
Opłaty za przyłączenie do sieci	30 856	32 094	104,0%	1 238
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	2 758	2 277	82,6%	-480
Przychody z tytułu usług	27 672	26 369	95,3%	-1 303
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	5 024	6 642	132,2%	1 619
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	941	25 535	2714,4%	24 594

Na wzrost przychodów ze sprzedaży w IV kwartale 2011 r. o 40.339 tys. zł w stosunku do okresu porównawczego złożyły się przede wszystkim:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, które stanowią 87,3% przychodów ze sprzedaży. Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w IV kwartale 2011 r. osiągnęły wartość 625.171 tys. zł, co stanowi wzrost w porównaniu do analogicznego okresu o 17.300 tys. zł, tj. o 2,8%. Wzrost przychodów w stosunku do analogicznego okresu



spowodowany został wzrostem średniej ceny o 4,4% przy jednoczesnym spadku wolumenu dostawy o 66 GWh.

- Wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów oraz innych przychodów, które w IV kwartale 2011 r. wyniosły 25.535 tys. zł i zwiększyły się w porównaniu do IV kwartału 2010 r. o 24.594 tys. zł. W roku 2010 Spółka dokupowała energię elektryczną na Rynku Bilansującym, natomiast w 2011 r. dokonywała jej odsprzedaży na Rynku Bilansującym. Spowodowane to było zmianą struktury sprzedaży usług dystrybucji odbiorcom końcowym.

9.3.6.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W IV kwartale 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły 640.110 tys. zł i zwiększyły się o 2.769 tys. zł, tj. o 0,4% w stosunku do okresu porównywalnego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w analizowanym okresie.

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	637 341	640 110	100,4%	2 769
Amortyzacja środków trwałych i WNIp	93 597	93 727	100,1%	130
Koszty świadczeń pracowniczych	161 969	167 932	103,7%	5 963
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	12 771	12 069	94,5%	-702
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	97 701	99 780	102,1%	2 079
Koszty usług przesyłowych	175 608	178 124	101,4%	2 516
Inne usługi obce	69 258	61 654	89,0%	-7 604
Podatki i opłaty	26 437	26 824	101,5%	387

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA Operator wpływają głównie:

- Koszty świadczeń pracowniczych, które w okresie analizowanym wynosiły 167.932 tys. zł i były wyższe od okresu porównywalnego w 2010 r. o 5.963 tys. zł. Różnica ta wynika przede wszystkim z utworzenia rezerwy na PDO, zwiększającej koszty wynagrodzeń osobowych o 1.900 tys. zł oraz ze zwiększenia rezerwy na nagrody jubileuszowe.



- Koszty usług przesyłowych wyższe o 2.516 tys. zł w stosunku do okresu porównywalnego, na co wpływ miał wzrost mocy umownej w węzłach sieci NN, wzrost cen i stawek za opłatę stałą i zmienną sieciową w Taryfie PSE Operator S.A. na rok 2011 w stosunku do Taryfy na rok 2010 oraz wzrost cen za zakup energii na straty (decydującej o opłacie do OSD).
- Zakup energii na potrzeby sprzedaży w stosunku do okresu porównywalnego wzrósł o 2.079 tys. zł, co wynika przede wszystkim z zawartych kontraktów w 2009 i 2010 r. z realizacją odpowiednio w latach 2010 i 2011.
- Inne usługi obce, które w analizowanym okresie sprawozdawczym zmniejszyły się o 7.604 tys. zł i wyniosły 61.654 tys. zł. Wynika to przede wszystkim niższych kosztów usług remontowych.

9.3.6.4. Pozostała działalność operacyjna

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	5 962	13 184	221,1%	7 222
Pozostałe koszty operacyjne	42 734	46 431	108,7%	3 697

W IV kwartale 2011 roku strata na pozostałej działalności operacyjnej wyniosła 33 247 tys. zł i uległa zmniejszeniu do analogicznego okresu roku ubiegłego o 3 525 tys. zł, co wynika głównie z wyższych przychodów z tytułu nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych (2 635 tys. zł).

Dodatkowo zwiększyła się strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych o 5 082 tys. zł.

9.3.6.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	2 540	1 920	75,6%	-620
Koszty finansowe	3 005	2 757	91,7%	-248

Przychody finansowe wyniosły w IV kwartale 2011 r. 1.920 tys. zł i były niższe w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 620 tys. zł., co wynika z osiągnięcia niższych przychodów z tytułu odsetek.



9.4. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Kozienice w okresie 12 m-cy 2011 r. w porównaniu do okresu 12 m-cy 2010 r.

9.4.1. Rachunek zysków i strat Elektrowni Kozienice

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	2 469 124	2 900 522	117,5%	431 398
Podatek akcyzowy	-3 586	21	-0,6%	3 607
Przychody ze sprzedaży netto	2 472 710	2 900 501	117,3%	427 791
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 162 449	2 507 011	115,9%	344 562
Pozostałe przychody operacyjne	16 251	28 317	174,2%	12 066
Pozostałe koszty operacyjne	28 170	37 520	133,2%	9 350
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	1 328	357	26,9%	-971
Zysk / strata operacyjny	299 670	384 644	128,4%	84 974
Przychody finansowe	17 826	36 484	204,7%	18 658
Przychody z tytułu dywidend	578	1 282	221,8%	704
Koszty finansowe	17 226	17 543	101,8%	317
Zysk/ strata brutto	300 848	404 867	134,6%	104 019
Zysk/ strata netto	238 792	322 307	135,0%	83 515
EBITDA	541 702	641 090	118,3%	99 388



9.4.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto Elektrowni Kozenice wyniosły w analizowanym okresie sprawozdawczym 2.900.522 tys. zł, co w stosunku do 2010 r. stanowi wzrost o 431.398 tys. zł, tj. o 17,5%.

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

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży brutto	2 469 124	2 900 522	117,5%	431 398
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym:	2 345 980	2 616 403	111,5%	270 423
<i>umowy z ENEA</i>	<i>1 376 083</i>	<i>0</i>	<i>0,0%</i>	<i>-1 376 083</i>
<i>umowy pozostałe</i>	<i>969 897</i>	<i>2 616 403</i>	<i>269,8%</i>	<i>1 646 507</i>
Przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych	15 580	2 472	15,9%	-13 108
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	84 511	110 721	131,0%	26 210
Przychody ze sprzedaży ciepła	5 911	5 368	90,8%	-543
Przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży	4 676	154 217	3298,2%	149 541
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	12 467	11 340	91,0%	-1 126

Na odchylenie w przychodach ze sprzedaży Elektrowni Kozenice wpłynęły głównie:

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, które stanowią 90,2% przychodów ze sprzedaży ogółem, wyniosły w analizowanym okresie 2.616.403 tys. zł.; przychody te zwiększyły się w stosunku do 2010 r. o 270.423 tys. zł, tj. o 11,5%, od 9 sierpnia 2010 r. znowelizowane Prawo energetyczne wymusza obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez Elektrownię Kozenice w trybie publicznym, w związku z tym w 2011 r. nie występuje sprzedaż energii do ENEA S.A.; w 2011 r. wolumen sprzedaży energii elektrycznej wyniósł 13.054 GWh i wzrósł w stosunku do 2010 r. o 1.039 GWh (głównie w ramach koncesji na obrót), jednocześnie zwiększeniu uległa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej o 2,8%. Produkcja energii elektrycznej wyniosła w 2011 r. 11.889 GWh i była niższa w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 429 GWh, przy jednoczesnym wzroście produkcji ze źródeł odnawialnych (biomasa) o 71 GWh.



- Przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży zwiększyły się o 149.541 tys. zł, co wynika z realizacji w analizowanym okresie sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO₂.
- Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia były wyższe o 26.210 tys. zł niż w 2010 r., co spowodowane było większą produkcją energii ze źródeł odnawialnych (spalanie biomasy) oraz wyższą ceną sprzedaży świadectw pochodzenia.
- Przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły w analizowanym okresie 2.472 tys. zł i były niższe niż w okresie porównywalnym o 13.108 tys. zł. Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych w 2010 r. została rozpoznana na poziomie korekty rocznej za 2009 r., natomiast w 2011 r. analogicznie na poziomie korekty rocznej za 2010 r.

9.4.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wyniosły 2.507.011 tys. zł i zwiększyły się o 344.562 tys. zł, tj. o 15,9% w stosunku do roku poprzedniego.

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

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 162 449	2 507 011	115,9%	344 562
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	242 032	256 446	106,0%	14 414
Koszty świadczeń pracowniczych	229 087	243 398	106,2%	14 311
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 355 423	1 457 458	107,5%	102 035
Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży	103 565	348 354	336,4%	244 789
Koszty usług przesyłowych	2 784	2 605	93,6%	-179
Inne usługi obce	151 345	136 286	90,0%	-15 059
Podatki i opłaty	78 213	62 464	79,9%	-15 749

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez Elektrownię Kozienice wpływają głównie:

- Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży, które wyniosły 348.354 tys. zł i zwiększyły się o 244.789 tys. zł, co było spowodowane zwiększeniem działalności w ramach koncesji na obrót



energia elektryczną (wzrost ilości oraz średniej ceny zakupionej energii a także wzrost wolumenu energii odebranej z Rynku Bilansującego).

- Koszty zużycia materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które wyniosły 1.457.458 tys. zł i zwiększyły się o 102.035 tys. zł, tj. o 7,5%, co wynika ze wzrostu kosztów zużycia biomasy o 28.489 tys. zł, w związku z wyższą produkcją energii z biomasy oraz wyższym średnim kosztem zużycia biomasy (z transportem) o 9,7%; dodatkowo zwiększeniu uległy koszty zużycia pozostałych materiałów (o 110.204 tys. zł), co wynika głównie z wyższych kosztów uprawnień do emisji CO₂; jednocześnie zanotowano spadek kosztów zużycia węgla (o 40.258 tys. zł) na skutek niższej w porównaniu do roku ubiegłego produkcji energii elektrycznej przy jednoczesnym wzroście ceny węgla (z transportem) o 1%.
- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w 2011 r. 243.398 tys. zł i zwiększyły się o 14.311 tys. zł, co wynika ze wzrostu średniej płacy o 5% oraz większej zmiany rezerw aktuarialnych na przyszłe świadczenia pracownicze w 2011 r. w porównaniu do zmiany zaistniałej w 2010 r. Dotyczyło to głównie rezerwy na odprawy emerytalne oraz na nagrody jubileuszowe. Jednocześnie zanotowano mniejszą zmianę rezerwy na ekwiwalent energetyczny niż w ubiegłym roku.
- Amortyzacja wyniosła w 2011 r. 256.446 i uległa zwiększeniu o 14.414 tys. zł w stosunku do roku ubiegłego, głównie ze względu na oddanie do użytkowania inwestycji IOS III (Instalacja odsiarczania spalin),
- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 136.286 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do wykonania roku ubiegłego o 15.059 tys. zł, tj. o 10,0%, co było spowodowane głównie niższymi kosztami remontów (o 17.847 tys. zł) oraz niższymi kosztami transportu węgla (o 3.760 tys. zł). Wyższe niż w okresie porównywalnym były koszty ubezpieczeń majątkowych, usług doradczych oraz usług związanych z reklamą,
- Podatki i opłaty w 2011 r. ukształtowały się na poziomie 62.464 tys. zł i były niższe niż w roku ubiegłym o 15.749 tys. zł, głównie z powodu niższych opłat z tytułu gospodarczego korzystania ze środowiska.

9.4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	16 251	28 317	174,2%	12 066
Pozostałe koszty operacyjne	28 170	37 520	133,2%	9 350

Pozostałe przychody operacyjne wyniosły w 2011 r. 28.317 tys. zł i były wyższe w stosunku do okresu analogicznego o 12.066 tys. zł., co wynika z:

- wyższych o 12.803 tys. zł naliczonych i otrzymanych odszkodowań i kar umownych za niewywiązywanie się z zapisów umów (w tym za odbiór i przewóz mieszanki popiołowo-żuźlowej [MPŻ] oraz odbiór nowego komina),
- wyższych o 1.983 tys. zł zwrotów kosztów przez ubezpieczycieli,
- niższych o 1.729 tys. zł przychodów z tytułu rozwiązania niewykorzystanych odpisów aktualizujących należności.



Pozostałe koszty operacyjne wyniosły w 2011 r. 37.520 tys. zł i były wyższe w stosunku do roku ubiegłego o 9.350 tys. zł., co wynika z:

- utworzenia wyższych o 14.659 tys. zł odpisów aktualizujących należności (głównie za naliczone kary umowne dotyczące odbioru i przewozu MPŻ oraz odbioru nowego komina),
- wyższych kosztów związanych z niedoborami w dostawach, kosztów usuwania szkód losowych oraz kosztów likwidacji zbędnych materiałów o 3.091 tys. zł,
- utworzenia mniejszych o 7.570 tys. zł pozostałych rezerw na przyszłe zobowiązania wobec kontrahentów.

9.4.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	2010 r.	2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	17 826	36 484	204,7%	18 658
Przychody z tytułu dywidend	578	1 282	221,8%	704
Koszty finansowe	17 226	17 543	101,8%	317

Przychody finansowe wyniosły w 2011 r. 36.484 tys. zł i były wyższe w stosunku do okresu analogicznego o 18.658 tys. zł., co wynika z wyższych odsetek od środków pieniężnych lokowanych na lokatach terminowych i overnight.

9.4.6. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Kozienice w IV kwartale 2011 r. w porównaniu do IV kwartału 2010 r.

9.4.6.1. Rachunek zysków i strat Elektrowni Kozienice

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	654 084	744 209	113,8%	90 125
Podatek akcyzowy	5	5	100,0%	0
Przychody ze sprzedaży netto	654 079	744 204	113,8%	90 125
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	563 701	698 869	124,0%	135 168



Pozostałe przychody operacyjne	6 187	6 219	x	32
Pozostałe koszty operacyjne	4 206	7 878	187,3%	3 672
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	1 925	600	31,2%	-1 325
Zysk / strata operacyjny	94 284	44 276	47,0%	-50 008
Przychody finansowe	4 991	11 361	227,6%	6 370
Przychody z tytułu dywidend	0	0	x	0
Koszty finansowe	7 592	5 399	71,1%	-2 193
Zysk/ strata brutto	91 683	50 238	54,8%	-41 445
Zysk/ strata netto	73 368	40 342	55,0%	-33 026
EBITDA	155 153	110 896	71,5%	-44 257

W celach porównawczych wielkości dotyczące IV kwartału 2010 r. przedstawione zostały po połączeniu ze spółką Kozienice II, które nastąpiło z dniem 1 kwietnia 2011 r.

9.4.6.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto Elektrowni Kozienice w IV kwartale 2011 r. wyniosły 744.209 tys. zł, co w stosunku do IV kwartału 2010 r. stanowi wzrost o 90.125 tys. zł, tj. o 13,8%.

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

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży brutto	654 084	744 209	113,8%	90 125
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym:	620 931	669 728	107,9%	48 796



umowy z ENEA	364 890	0	0,0%	-364 890
umowy pozostałe	256 041	669 728	261,6%	413 686
Przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych	0	0	x	0
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	28 175	35 371	125,5%	7 197
Przychody ze sprzedaży ciepła	1 517	1 285	84,7%	-232
Przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży	1 161	35 558	3061,8%	34 396
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	2 299	2 267	98,6%	-32

Na odchylenie w przychodach ze sprzedaży Elektrowni Kozienice w ujęciu IV kwartał 2011 r./IV kwartał 2010 r. wpłynęły głównie:

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły w IV kwartale 2011 r. 669.728 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 48.796 tys. zł, tj. o 7,9%. Od 9 sierpnia 2010 r. znowelizowane Prawo energetyczne wymusza obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice w trybie publicznym, w związku z tym w IV kwartale 2011 nie występuje sprzedaż energii do ENEA S.A. (w IV kwartale 2010 r. sprzedaż dotyczy kontraktów zawartych przed datą obowiązywania ustawy). W IV kwartale 2011 r. wolumen sprzedaży energii elektrycznej wyniósł 3.335 GWh i wzrósł w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 207 GWh jednocześnie zwiększeniu uległa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej o 1,8%. Produkcja energii elektrycznej w IV kwartale 2011 r. wyniosła 3.062 GWh i była niższa w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 99 GWh, przy jednoczesnym wzroście produkcji ze źródeł odnawialnych (biomasa) o 20 GWh.
- Przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży zwiększyły się o 34.396 tys. zł, co wynika z realizacji w analizowanym okresie sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 33.853 tys. zł,
- Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia były wyższe o 7.197 tys. zł niż w IV kwartale 2010 r., co spowodowane było większą produkcją energii ze źródeł odnawialnych (spalanie biomasy) oraz wyższą ceną sprzedaży świadectw pochodzenia.
- W IV kwartale 2011 r. podobnie jak w IV kwartale 2010 r. nie rozpoznano przychodów z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych.

9.4.6.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W IV kwartale 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wyniosły 698.869 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 135.168 tys. zł, tj. o 24,0%.



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

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	563 701	698 869	124,0%	135 168
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	60 869	66 620	109,4%	5 751
Koszty świadczeń pracowniczych	55 979	69 415	124,0%	13 436
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	343 613	421 844	122,8%	78 231
Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży	35 282	77 914	220,8%	42 632
Koszty usług przesyłowych	722	703	97,4%	-19
Inne usługi obce	34 567	46 166	133,6%	11 599
Podatki i opłaty	32 669	16 207	49,6%	-16 462

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez Elektrownię Kozienice w ujęciu IV kwartał 2011 r./IV kwartał 2010 r. wpłynęły głównie:

- Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży, które wyniosły 77.914 tys. zł i zwiększyły się o 42.632 tys. zł, co było spowodowane zwiększeniem działalności w ramach koncesji na obrót energią elektryczną (wzrost ilości oraz średniej ceny zakupionej energii a także wzrost wolumenu energii odebranej z Rynku Bilansującego).
- Koszty zużycia materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które wyniosły 421.844 tys. zł i zwiększyły się o 78.231 tys. zł, tj. o 22,8%, co wynika ze wzrostu kosztów zużycia biomasy o 10.457 tys. zł, w związku z wyższą produkcją energii z biomasy oraz wyższym średnim kosztem zużycia biomasy (z transportem) o 18%, dodatkowo zwiększeniu uległy koszty zużycia pozostałych materiałów (o 61.584 tys. zł), co wynika głównie z wyższych kosztów uprawnień do emisji CO₂. Jednocześnie w IV kwartale 2011 r. pomimo niższej produkcji energii elektrycznej (mniejsze zużycie węgla o 46 tys. ton) zanotowano nieznaczny wzrost kosztów zużycia tego paliwa o 76 tys. zł na skutek wyższej średniej ceny węgla o 8,57 zł/tonę oraz wyższego średniego kosztu transportu o 2,41 zł/tonę w porównaniu do IV kwartału 2010 r.
- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w IV kwartale 2011r. 69.415 tys. zł i w porównaniu do IV kwartału 2010 r. zwiększyły się o 13.436 tys. zł, co wynika ze wzrostu średniej płacy o 3,9% oraz większej zmiany rezerw aktuarialnych na przyszłe świadczenia pracownicze w IV kwartale 2011 r.



w porównaniu do zmiany zaistniałej w IV kwartale 2010 r., dotyczyło to głównie rezerwy na nagrody jubileuszowe, odprawy emerytalne oraz ekwiwalentu energetycznego.

- Amortyzacja wyniosła w IV kwartale 2011 r. 66.620 tys. zł i w porównaniu do IV kwartału 2010 r. uległa zwiększeniu o 5.751 tys. zł, głównie ze względu na oddanie do użytkowania inwestycji IOS III.
- Koszty pozostałych usług obcych w IV kwartale 2011 r. ukształtowały się na poziomie 46.166 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do IV kwartału 2010 r. o 11.599 tys. zł, tj. o 33,6%, co było spowodowane głównie wyższymi kosztami remontów (o 5.041 tys. zł) oraz wyższymi kosztami transportu węgla (o 2.429 tys. zł). Ponadto wyższe niż w okresie porównywalnym były koszty ubezpieczeń majątkowych, usług informatycznych oraz usług związanych z reklamą.
- Podatki i opłaty w IV kwartale 2011 r. ukształtowały się na poziomie 16.207 tys. zł i były niższe niż w IV kwartale 2010 r. o 16.462 tys. zł, głównie z powodu niższych opłat z tytułu gospodarczego korzystania za środowiska.

9.4.6.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	6 187	6 219	100,5%	32
Pozostałe koszty operacyjne	4 206	7 878	187,3%	3 672

Pozostałe koszty operacyjne wyniosły w IV kwartale 2011 r. 7.878 tys. zł i były wyższe o 3.672 tys. zł w stosunku do IV kwartału 2010 r., co wynika z wyższych kosztów odpisów aktualizujących stan zapasów i należności oraz kosztów postępowań sądowych.

9.4.6.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	IV kwartał 2010 r.	IV kwartał 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	4 991	11 361	227,6%	6 370
Koszty finansowe	7 592	5 399	71,1%	-2 193

Przychody finansowe wyniosły w IV kwartale 2011 r. 11.361 tys. zł i były wyższe o 6.370 tys. zł w stosunku do IV kwartału 2010 r. co głównie wynika z uzyskania wyższych przychodów z tytułu odsetek o 6.064 tys. zł oraz nie wystąpienia w IV kwartale 2011 r. ujemnych różnic kursowych od kredytów i pożyczek co miało miejsce w IV kwartale 2010 r. w wysokości 1.543 tys. zł.

Koszty operacyjne wyniosły w IV kwartale 2011 r. 5.399 tys. zł i były niższe o 2.193 tys. zł w stosunku do IV kwartału 2010 r. co wynika głównie z niższych kosztów odsetek o 1.498 tys. zł (łącznie z tytułu kredytów i pożyczek oraz pozostałych) oraz różnic kursowych.



9.5. Inne istotne informacje

Niezależnie od informacji zamieszczonych powyżej oraz w pozostałych częściach raportu kwartalnego w opinii Zarządu należy ponadto zwrócić uwagę na wskazane poniżej informacje dotyczące Grupy Kapitałowej ENEA.

9.5.1. Silna pozycja na rynku

Posiadamy silną pozycję rynkową w Polsce we wszystkich segmentach rynku elektroenergetycznego, w których prowadzimy działalność. Należymy do grona czterech największych firm energetycznych w kraju w przedmiocie zarówno wytwarzania, dystrybucji jak i obrotu energią elektryczną.

9.5.2. Efektywne aktywa wytwórcze

Wchodząca w skład Grupy Elektrownia Kozienice, jest jedną z najbardziej efektywnych elektrowni opalanych węglem kamiennym w Polsce. Posiada zmodernizowane jednostki wytwórcze produkujące energię elektryczną w poszanowaniu otaczającego firmę ekosystemu, zgodnie z normami ochrony środowiska. Niemniej jednak zauważyć należy, że nasza działalność znacząco wpływa na środowisko oraz wymaga posiadania szeregu pozwoleń na korzystanie ze niego. Elektrownia Kozienice posiada pozwolenia zintegrowane, które uzyskaliśmy na mocy decyzji Wojewody Mazowieckiego z dnia 20 grudnia 2005 r. z późn. zm. Główne oddziaływanie na środowisko Elektrowni Kozienice obejmują obszary związane z emisją zanieczyszczeń do atmosfery, składowaniem odpadów paleniskowych, poborem wody oraz odprowadzaniem ścieków. Do najistotniejszych zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery należy dwutlenek siarki, tlenki azotu, pył i dwutlenek węgla.

Istotnym elementem aktywów wytwórczych Grupy Kapitałowej jest Elektrociepłownia Białystok. Spółka, która dotychczas była spółką stowarzyszoną, dzięki nabyciu 1.283.214 sztuk akcji przez ENEA S.A. w dniu 1 czerwca 2011 r. za kwotę 347.751 tys. zł, stała się spółką zależną.

Elektrociepłownia Białystok 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 Elektrociepłowni Białystok jest produkcja energii elektrycznej dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz produkcja ciepła w postaci gorącej wody do odbiorców komunalnych i pary technologicznej do przemysłu.

9.5.3. Ograniczanie emisji zanieczyszczeń

Elektrownia Kozienice ogranicza emisję zanieczyszczeń poprzez właściwą eksploatację posiadanych urządzeń ochronnych. Zanieczyszczenia pyłowe redukowane są w wysokosprawnych elektrofiltrach, jak również w instalacjach odsiarczania spalin gwarantujących drugi stopień odpylenia. Obecnie trwa kolejny etap wymiany tych urządzeń. W 2010 r. wymieniono elektrofiltr na bloku 500 MW nr 10, a w roku 2011 elektrofiltr bloku 200 MW nr 4. Ograniczenie emisji dwutlenku siarki zapewniają trzy wysokosprawne instalacje odsiarczania spalin dla łącznej mocy zainstalowanej 1.920 MWe. Gwarantują one w chwili obecnej dotrzymanie obowiązujących norm dopuszczalnych. Emisję tlenków azotu na poziomie aktualnie obowiązujących standardów zapewniają zrealizowane w latach poprzednich instalacje pierwotnej redukcji – palniki niskoemisyjne. W roku 2011 Elektrownia Kozienice rozpoczęła realizację kolejnego etapu redukcji emisji tlenków azotu – zabudowę instalacji



katalitycznego odazotowania spalin dla bloków energetycznych 200 MW nr (4-8) do roku 2016, co pozwoli na dalszą redukcję tych zanieczyszczeń do standardów obowiązujących po roku 2015.

9.5.4. Gospodarka odpadami

W zakresie gospodarki odpadami Elektrownia Kozenice realizuje działania zmierzające do jak największego wykorzystania wytwarzanych odpadów. W IV kwartale 2011 r. zagospodarowano ok. 67% wytworzonych odpadów paleniskowych oraz ok. 90% gipsu powstałego z procesu odsiarczania spalin. Elektrownia Kozenice realizuje systematyczny monitoring jakości środowiska wokół składowiska. Prowadzone są również działania zapobiegające wtórnemu pyleniu składowiska – poprzez spryskiwanie substancjami błonotwórczymi, zraszanie i zalewanie pól.

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

- systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂,
- produkcji z odnawialnych źródeł energii,
- zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IED).

Dla potrzeb handlu emisjami realizowany jest monitoring emisji CO₂ z wykorzystaniem (od 2008 r.) systemów wagowych do pomiarów ciągłych ilości spalnego węgla oraz własnego laboratorium chemicznego posiadającego certyfikat akredytacji.

Produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii umożliwia instalacja do współspalania biomasy stałej z paliwem konwencjonalnym (węgiel kamienny) dla bloków dwustumegawatowych.

Budowa instalacji do współspalania biomasy płynnej została zakończona i odebrana protokołem odbioru końcowego w dniu 22 listopada 2011 r.

W IV kwartale 2011 r. do spalania wykorzystano 70.704 Mg biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje „uniknięciem emisji” dwutlenku węgla w wysokości 111.835 Mg. Wartość uprawnień odpowiadająca emisji unikniętej to kwota ok. 4.400 tys. zł (średnia kwartalna cena EUA = 8,9 €/Mg; średni kwartalny kurs Euro: 1€ = 4,4213 zł.)

9.5.5. Obecnie realizowane inwestycje w Elektrowni Kozenice

W IV kwartale 2011 r. realizowano plan inwestycyjny w ramach, którego prowadzono między innymi następujące inwestycje:

- zakończono modernizację bloku nr 4, w tym między innymi wymianę elektrofiltru, modernizację części ciśnieniowej kotła, modernizację turbozespołu i automatyki bloku;
- realizowano kolejny etapu budowy instalacji dozowania biomasy;
- modernizowano składowisko popiołu i żużla;
- modernizowano budynki nawęglania bl. 200 MW w zakresie oświetlenia;
- modernizowano obiekty nawęglania w zakresie sterowań;
- rozpoczęto budowę budynku archiwum zakładowego;
- rozpoczęto przebudowę estakady transportu hydraulicznego popiołu i żużla.
- zakończono modernizację systemu wyprowadzenia mocy z bl. 500 MW;
- zakończono modernizację poziomej galerii nawęglania bloków 2x500 MW;
- zakończono budowę komina dla odprowadzenia spalin z IOS I i IOS III.



9.5.6. Nowy blok energetyczny na parametry nadkrytyczne o mocy do 1.000 MW

Elektrownia Kozienice jest jedną z pierwszych elektrowni w Polsce, która podjęła działania umożliwiające budowę nowego bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy do 1000 MWe. W tym celu w 2008 r. ENEA S.A. i Elektrownia Kozienice powołały spółkę celową Kozienice II Sp. z o.o., której głównym zadaniem było przygotowanie inwestycji oraz budowa nowego bloku energetycznego, wykorzystującego węgiel kamienny jako paliwo podstawowe.

Dnia 30 marca 2011 r. spółka „Kozienice II” spółka z ograniczoną odpowiedzialnością została inkorporowana do Elektrowni Kozienice. W związku z inkorporacją Spółka Przejmująca (Elektrownia Kozienice) w efekcie wstąpiła z dniem połączenia we wszystkie prawa i obowiązki Spółki Przejmowanej (Kozienice II Sp. z o.o.). Połączenie Spółek umożliwi osiągnięcie korzyści zarówno organizacyjnych jak i ekonomicznych.

W ramach nowopowołanego Pionu Budowy Bloku realizowane jest postępowanie o udzielenie zamówienia sektorowego w trybie negocjacji z ogłoszeniem na „Budowę bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy netto minimum 900 MWe, maksimum 1.000 MWe” zgodnie z przepisami Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych.

Nowy blok będzie jedenastym blokiem w Elektrowni Kozienice. Blok zostanie zaprojektowany i wybudowany w wysokosprawnej technologii spalania węgla kamiennego w kotle energetycznym na parametry nadkrytyczne, spełniający najnowsze wymagania dyrektywy BAT, z układem oczyszczania spalin złożonym z wymaganych instalacji ochrony środowiska: elektrofiltru, instalacji odazotowania i instalacji odsiarczania spalin. Blok będzie wyposażony w zamknięty układ chłodzenia z chłodziwą.

Nowa jednostka będzie przygotowana do zabudowy w przyszłości instalacji wychwytywania CO₂, tzw. „capture-ready”. Moc elektryczna netto bloku wyniesie min. 900 MW, natomiast jego sprawność netto osiągnie wartość min. 44,5%.

Dnia 28 września 2011 r. Elektrownia Kozienice otrzymała Decyzję Nr 487/2011 wydaną przez Starostwo Powiatowe w Kozienicach zatwierdzającą projekt budowlany i udzielającą pozwolenia na budowę Bloku Energetycznego Nr 11 o mocy do ok. 1.000 MWe.

Na przełomie II i III kwartału 2012 r. planowane jest rozstrzygnięcie przetargu na „Budowę bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy netto minimum 900 MWe, maksimum 1.000 MWe w Elektrowni „Kozienice S.A.” prowadzonego zgodnie z przepisami Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych.

Planowana realizacja inwestycji nastąpi w okresie III kwartał 2012 r. - IV kwartał 2016 r.

Ponadto, o czym Spółka informowała w RB 1/2012 w dniu 23 stycznia 2012 r. Zarząd Elektrowni Kozienice, podpisał z firmą Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. nową umowę wieloletnią na dostawę węgla energetycznego dla potrzeb nowo budowanego bloku. Umowa została zawarta na okres od dnia zawarcia do dnia 31 grudnia 2036 r., z fizycznym rozpoczęciem dostaw węgla energetycznego w I kwartale kalendarzowym 2017 r. Umowa przewiduje 20 lat kalendarzowych dostaw węgla dla potrzeb nowo budowanego bloku Elektrowni Kozienice.

9.5.7. Zdywersyfikowany portfel klientów

Portfel klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną jest w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Według stanu na dzień 31 grudnia 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 IV kwartale 2011 r. przychód ze sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców wyniósł około 1,4% łącznych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców około 10,9%.

9.5.8. Dogodna lokalizacja do rozwoju elektrowni wiatrowych

Inwestycje w energię odnawialną uzyskiwaną z wiatru stanowią istotny element naszej strategii. Nasza sieć dystrybucyjna obejmuje swoim zasięgiem północno-zachodnią część Polski, która z uwagi na warunki atmosferyczne panujące w tej części Polski – dużą wietrzność – stanowi dogodną lokalizację do budowy farm wiatrowych. W rejonie nadmorskim uznawanym za obszar wybitnie korzystny dla budowy farm wiatrowych, według szacunków występuje wietrzność o średniorocznej prędkości wiatru powyżej 6 m/s. W IV kwartale 2011 r. prowadziliśmy dalsze działania zmierzające do pozyskania projektów farm wiatrowych na różnym etapie ich zaawansowania, w celu rozbudowy mocy wiatrowych w Grupie i osiągnięcia w tym zakresie do roku 2020 od 250 do 350 MW mocy zainstalowanej. Aktualnie spółka Elektrownie Wodne dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych z Odnawialnych Źródeł Energii rozwija lub jest zainteresowana nabyciem projektów farm wiatrowych znajdujących się na różnym etapie zaawansowania o łącznej mocy zainstalowanej około 219 MW. Ponadto w grudniu 2010 r. ENEA S.A. zawarła ramową umowę o współpracy, na mocy której uzyskała czasową wyłączność negocjacyjną i pierwszeństwo zakupu udziałów spółek celowych będących właścicielem projektów farm wiatrowych o docelowej mocy zainstalowanej 214 MWe.

9.5.9. Gwarancje i kredyty bankowe

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. przedłużyła termin obowiązywania umów kredytowych w rachunku bieżącym z BZ WBK S.A. na łączną kwotę 90.000.000 zł do dnia 17 listopada 2014 r. oraz w banku Pekao S.A. na łączną kwotę 10.000.000 zł do dnia 17 listopada 2014 r.

W dniu 3 listopada 2011 r. ENEA S.A. podpisała z bankiem PKO BP S.A. umowę ramową na okres 12 miesięcy o udzielenie gwarancji bankowych do wysokości nie przekraczającej 200.000.000 zł. Gwarancje wystawiane w ramach linii gwarancyjnej mają stanowić zabezpieczenie wniesienia depozytów na rzecz IRGIT S.A. oraz KDPW S.A. przez ENEA S.A. i ELKO Trading Sp. z o.o. Zobowiązania względem wymienionych podmiotów do wniesienia depozytów wynikają m.in. z zawartych kontraktów terminowych na dostawę energii elektrycznej i transakcji zakupu praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej.

9.5.10. Taryfy

ENEA S.A. realizuje sprzedaż energii elektrycznej dla odbiorców z zespołów grup taryfowych A, B, C (odbiorcy instytucjonalni) oraz zespołu grup taryfowych G (gospodarstwa domowe).

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom z zespołów grup taryfowych A, B i C od 1 sierpnia 2011 r. obowiązuje „Taryfa dla energii elektrycznej” wprowadzona Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 383/2011 z dnia 14 czerwca 2011 r.

Sprzedaż energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G przyłączonych do sieci ENEA Operator realizowana jest na podstawie „Taryfy dla energii elektrycznej” zatwierdzonej przez Prezesa URE na okres do 31 grudnia 2011 r. Taryfa ta, zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 877/2010 z dnia 21



grudnia 2010 r., zaczęła obowiązywać od dnia 1 stycznia 2011 r. Poziom kosztów uznanych za uzasadnione przez Prezesa URE w tej taryfie jest niższy od kosztów ponoszonych przez Spółkę, wynikających z zawartych kontraktów na zakup energii elektrycznej.

9.5.11. 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.

9.5.12. Sprzedaż pozostałym odbiorcom

Zbilansowanie jednostki grafikowej ENEA S.A. związane jest z prowadzeniem sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym. Wolumen hurtowej sprzedaży energii wynika przede wszystkim z 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.



9.5.13. 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 kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.	IV kwartał 2011 r.
Zespół grup taryfowych A	570 395	434 124	561 921	605 331
Zespół grup taryfowych B	1 323 354	1 245 492	1 238 552	1 296 344
Zespół grup taryfowych C	898 825	725 361	663 099	723 341
Zespół grup taryfowych G	1 246 788	1 086 459	1 022 740	1 104 520
RAZEM	4 039 362	3 491 436	3 486 312	3 729 536

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 [tys. zł]			
	I kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.	IV kwartał 2011 r.
Zespół grup taryfowych A	132 873	98 831	131 068	140 718
Zespół grup taryfowych B	355 665	323 197	323 136	347 283
Zespół grup taryfowych C	264 889	212 467	198 078	223 353



Zespół grup taryfowych G	323 637	292 333	275 634	298 525
RAZEM	1 077 064	926 827	927 915	1 009 878

9.5.14. Ryzyka związane z działalnością i otoczeniem

Niezależnie od powyższych pozytywnych czynników wpływających na ocenę sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego emitenta i jego Grupy istnieje szereg czynników zidentyfikowanych jako ryzyka związane z działalnością i otoczeniem, w którym prowadzona jest ta działalność. Wśród nich należy zwrócić uwagę na potencjalny wpływ zdarzeń i okoliczności opisanych w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy opublikowanym w ramach skonsolidowanego raportu rocznego w dniu 28 kwietnia 2011 r. oraz w Nocie nr 29.5-6 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego (str. 49-50).

9.5.15. Spory zbiorowe

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.

9.5.16. 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), począwszy od 1 kwietnia 2008 r. uprawniona jest do otrzymania rekompensaty z tytułu ponoszenia kosztów osieroconych wynikających z przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych. Zgodnie z tą ustawą Grupa będzie uprawniona do otrzymywania rekompensat w okresie do roku 2014.

Mechanizm rozliczeń z tytułu KDT przedstawia się następująco:

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

Grupa opracowała model obliczeniowy, w oparciu o który występuje do Prezesa URE o zaliczki. Ustalenie należnych kwot nie jest jednoznaczne, ponieważ zależy od wielu czynników, w tym interpretacji zapisów ustawowych.

Grupa postanowiła zaliczać do przychodów wyłącznie kwoty, które wynikają z decyzji o rocznej korekcie kosztów osieroconych.



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

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

Na rok 2010 Elektrownia wnioskuje o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 0 zł. W roku 2010 przychody z tytułu rekompensat za 2010 rok nie zostały rozpoznane (w sprawozdaniu ujęto jedynie kwotę korekty rocznej za 2009 r.). Dnia 29 lipca 2011 r. Prezes URE ustalił kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych za 2010 r. w wysokości 2.472 tys. zł. Ponieważ także ta decyzja jest niekorzystna dla Elektrowni, w dniu 18 sierpnia 2011 r. zostało złożone odwołanie od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądu Okręgowego w Warszawie. Dnia 30 września 2011 r. Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2010 r. w wysokości 2.472 tys. zł od Zarządcy Rozliczeń S.A.

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

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

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

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

Termin rozpraw w sprawie korekty rocznej za rok 2009 i 2010 nie został jeszcze wyznaczony.

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



przychody z tytułu KDT opierające się o roczne korekty wyznaczone przez Prezesa URE mogą ulec zmianie, wynikającej z przywołanej powyżej decyzji Prezesa URE ustalającej wysokość korekty końcowej.

9.5.17. Informacja o transakcjach zabezpieczających ryzyko walutowe

Jednostka Dominująca w okresie sprawozdawczym zawarła z bankiem jedną transakcję terminową typu forward, której wartość na tle kapitałów własnych Spółki jest nieistotna. Celem transakcji jest zabezpieczenie ryzyka kursowego (EUR/PLN) związanego z realizacją umowy dotyczącej zakupu aktywów. Wynik na ww. transakcji na dzień sporządzenia sprawozdania finansowego był dodatni, a na tle wyników Grupy nieistotny. Transakcje zabezpieczające ryzyko walutowe były zawierane również po dacie bilansu, ale ich wartość również jest nieistotna na tle wysokości kapitałów własnych Spółki.

Ponadto transakcje terminowe zawierane są również przez jedną ze spółek zależnych – Elektrociepłownię Białystok Spółka zależna sprzedała nadwyżkę uprawnień do emisji CO₂ dotyczącą limitu na lata 2008-2012 w formie kontraktów terminowych i zawarła umowy na zamianę uprawnień EUA na CER. Umowy zostały częściowo zrealizowane w grudniu 2011 r., a drugi termin realizacji to grudzień 2012 r. W obu przypadkach są to transakcje w EUR. Spółka zawarła kontrakty forward na sprzedaż tej waluty. W końcu 2011 r. Spółka zawarła też kontrakty forward na zakup EUR w związku z umowami na zakup biomasy, w których cena surowca wyrażona jest w tej walucie.

Aby zabezpieczyć się przed ryzykiem walutowym związanym z ww. transakcjami spółka zawarła transakcje forward na sprzedaż EUR. Na dzień zakończenia IV kwartału 2011 r. tj. na dzień 31 grudnia 2011 r. wartość zawartych przez Elektrociepłownię Białystok kontraktów forward na prawo do emisji CO₂ wyniosła 10.769 tys. zł. O ile wyniki Elektrociepłowni Białystok na walutowych transakcjach terminowych nierozliczonych na dzień 31 grudnia 2011 r. jest ujemny i wynosi -3 174 tys. zł., łączny wynik na wszystkich kontraktach forward jest dodatni i wynosi 7.595 tys. zł.

9.5.18. Zaopatrzenie w węgiel

Głównym dostawcą węgla kamiennego do Elektrowni jest spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która dostarczyła w IV kwartale 2011 r. w przybliżeniu 0,92 mln ton, co stanowi ponad 73% dostarczonego 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 w IV kwartale 2011 r. był PKN ORLEN S.A. Dostarczane paliwo to ciężki olej opałowy o zawartości siarki do 3%.

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 zawieszona 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 zostałby 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.

9.5.19. Transport węgla

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. W IV kwartale 2011 r. około 80% dostaw tego surowca do Elektrowni Kozienice była realizowana przez spółkę PKP Cargo S.A., wyłonioną do realizacji przewozu, w trybie zamówienia publicznego nieograniczonego. PKP CARGO ma obecnie największy udział w przewozie towarów masowych koleją w Polsce. Pozostałą ilość przewozu w IV kwartale 2011 r. realizował inny przewoźnik na warunkach dostawy towaru wraz z usługą transportu.

10. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

10.1. Realizacja strategii Spółki

Jednym z podstawowych czynników istotnych dla rozwoju ENEA S.A. jest realizacja strategii Spółki, mającej odzwierciedlenie w działaniach realizowanych w całej Grupie Kapitałowej ENEA.

Strategia oparta jest na misji Grupy, polegającej na dostarczaniu 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 – obszary, 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 – obszary, 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 prośrodowiskowych.

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.

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 Elektrowni Koźienice, największej w Polsce elektrowni pod względem mocy osiągalnej, opalanej węglem kamiennym. Niezależnie od możliwości pozyskania dodatkowych mocy wytwórczych poprzez przejęcia istniejących podmiotów, planujemy zwiększenie naszych mocy wytwórczych, w tym na terenie Elektrowni Koźienice, gdzie do 2016 r. planujemy wybudowanie i rozruch nowego bloku o łącznej mocy osiągalnej do 1.000 MWe. W związku z przewidywanymi zwiększającymi się obowiązkami sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji, podejmujemy działania mające na celu zwiększenie kontroli kosztów związanych z realizacją obowiązków wynikających z przepisów prawa w tym zakresie. W tym celu planujemy kontynuować zawieranie długoterminowych kontraktów zakupu świadectw potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji od podmiotów zewnętrznych oraz dokonywać bezpośrednich inwestycji w takie źródła. Naszym zamiarem jest inwestowanie w projekty farm wiatrowych i elektrowni biogazowych, już rozpoczęte o różnym stopniu zaawansowania, poprzez przejmowanie istniejących podmiotów lub inwestowanie w nowe projekty we współpracy z podmiotami zewnętrznymi. Możliwe są cztery scenariusze zakupu, w zależności od stopnia zaawansowania projektu: poszukiwanie projektów, które w części realizowane byłyby przez podmiot trzeci na zasadzie usługi deweloperskiej, zakup projektu od podmiotu trzeciego przed uzyskaniem przez ten podmiot pozwolenia na budowę i samodzielne dalsze rozwijanie projektu, zakup projektów/spółek celowych (zawiązanych przez deweloperów w celu realizacji projektu) po uzyskaniu dla projektu/spółki celowej prawomocnego pozwolenia na budowę lub zakup gotowych farm wiatrowych i elektrowni biogazowych „pod klucz”. Nabyte do tej pory przez nas ciepłownie mają być modernizowane i przekształcane w elektrociepłownie, w tym również opalane biomasą, które będą wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w kogeneracji, co umożliwi nam uzyskanie dodatkowych świadectw pochodzenia energii.



W ramach obszaru poprawy efektywności funkcjonowania Grupy realizowane będą cele strategiczne nakierowane na wzrost przychodów, redukcję kosztów oraz integrację operacyjną, co w konsekwencji zwiększy osiąganą marżę na działalności Grupy. Działania optymalizacyjne będą dotyczyły wszystkich obszarów biznesowych Grupy i będą realizowane m.in. poprzez przeniesienie na poziom centrum korporacyjnego Grupy 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.

Skuteczna realizacja polityki w zakresie kierunków rozwoju Spółki, w tym także całej Grupy, 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.

Niezbędne dla realizacji strategii Grupy i jej rozwoju są środki pieniężne, których zapewnienie jest kluczowym elementem realizacji wyżej wskazanych planów inwestycyjnych i podnoszenia wartości Grupy dla akcjonariuszy. Zakładamy, iż realizując naszą strategię przeznaczymy łącznie w wariantcie bazowym ok. 18,7 mld zł. do 2020 r. na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne, dystrybucję oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji.

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

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

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

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

W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej zakładamy rozbudowę mocy wytwórczych. Planujemy osiągnąć do 2020 r. 250-350 MW mocy zainstalowanej w wietrze. Równocześnie podjęliśmy decyzję o realizacji inwestycji w moce biogazowe, planując osiągnięcie w tym



obszarze mocy około 40-60 MW w 2020 r. W 2011 r. wydatki inwestycyjne w zakresie OZE przekroczyły 345 mln zł, co oznacza ok. siedmiokrotny wzrost w odniesieniu do roku 2010.

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

W marcu 2011 r. spółka zależna ENEA S.A. Elektrownie Wodne, dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych Grupy z Odnawialnych Źródeł Energii zakupiła farmę wiatrową, zlokalizowaną w Darżynie na Pomorzu o mocy zainstalowanej 6 MW. To pierwsze tego typu przedsięwzięcie w Grupie. Zakup farmy jest pierwszym krokiem w pozyskaniu znacznie większych źródeł tego typu. Farma wiatrowa w Darżynie została wybudowana w 2008 r. Składa się z nowoczesnych turbin wiatrowych Enercon E-82, o mocy 2 MW każda. Położona jest w rejonie o bardzo korzystnych warunkach wietrznych. W okresie od kwietnia do grudnia 2011 r. farma wyprodukowała 12,8 GWh energii elektrycznej.

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

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

W listopadzie 2011 r. ENEA S.A. podpisała umowę przedwstępną na zakup 100% udziałów spółki celowej, która realizuje projekt budowy farmy wiatrowej o mocy 50 MW. Przewiduje się, że farma wytwarzać będzie ok. 150.000 MWh energii elektrycznej rocznie, a sfinalizowanie jej zakupu po uruchomieniu nastąpi w I kwartale 2012 r.

Nakłady inwestycyjne kluczowych spółek Grupy w 2011 r. wyniosły ok. 1,7 mld zł, co w porównaniu do 2010 r. stanowi wzrost o ok. 89%.

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

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

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. rozpoczęła również współpracę z PGNiG w zakresie analizy możliwości realizacji wspólnej inwestycji w budowę źródła wytwórczego energii elektrycznej opartego na gazie. W ramach ww. współpracy prowadzimy prace zmierzające do wyboru optymalnej lokalizacji dla budowy bloku gazowego. Planujemy przeprowadzić wspólnie z PGNiG szczegółowe



analizy lokalizacyjne i ekonomiczne dla wybranych lokalizacji, na podstawie których zostaną podjęte stosowne decyzje korporacyjne.

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

W latach 2012-2014 na inwestycje ENEA S.A. zaplanowaliśmy wydatki pieniężne w wysokości około 1,94 mld PLN.

Poniżej scharakteryzowano kluczowe inwestycje planowane do realizacji przez Spółkę w latach 2012-2014 wpływające na optymalizację funkcjonowania ENEA S.A. oraz rozwój Grupy, co oczywiście nie wyczerpuje potrzeb inwestycyjnych, a sygnalizuje jedynie główne kierunki planowanego wydatkowania środków i będzie następować również w znaczących kwotach po roku 2014.

10.1.1. Inwestycje kapitałowe pieniężne

Z uwagi na fakt, iż ENEA S.A. pełni rolę zarządzającego Grupą, a jej podstawową działalnością jest sprzedaż energii elektrycznej oraz w związku z tym, że większość inwestycji w środki trwałe prowadzona jest przez spółki zależne ENEA S.A., inwestycje kapitałowe stanowią znaczący i istotny z punktu widzenia funkcjonowania Spółki element jej działalności.

Mając powyższe na uwadze ENEA S.A. planuje realizować szereg inwestycji kapitałowych pieniężnych, do których należy zaliczyć (jako najważniejsze) niżej wymienione zadania:

- Dokapitalizowanie Elektrowni Wodnych wkładem pieniężnym na pokrycie kosztów działalności związanej z rozwijaniem projektów w obszarze OZE (w szczególności farm wiatrowych i elektrowni wodnych). Jednym z podstawowych kierunków inwestowania dla ENEA S.A. jest zaangażowanie w projekty dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE). Realizacja inwestycji w tym obszarze ma zapewnić spełnienie warunku uzyskania obowiązkowej ilości praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródłach. Biorąc pod uwagę istniejące kontrakty, istnieje niedobór świadectw pochodzenia, który powinien być pokryty przez zaangażowanie ENEA S.A. w nowe przedsięwzięcia w zakresie energetyki odnawialnej, tak by docelowo uniknąć konieczności ponoszenia opłat zastępczych, a ściślej rzecz biorąc – skierować do wewnątrz Grupy środki przeznaczone dotąd na opłaty zastępcze. ENEA S.A. zaplanowała dokonanie dokapitalizowania spółki Elektrownie Wodne w latach 2013-2014 wkładem pieniężnym z przeznaczeniem na pokrycie kosztów zakupu udziałów w spółkach celowych powołanych do realizacji projektów farm wiatrowych i elektrowni wodnych. Zakup udziałów planowany jest na etapie uzyskania pozwoleń na budowę. Zakładamy, iż środki z dokapitalizowania stanowią będą uzupełnienie wielkości środków pozyskanych z innych źródeł (np. pożyczka, obligacje) i stanowią będą m.in. zabezpieczenie wkładu własnego na budowę źródeł OZE i ich przyłączenie do sieci;
- Rozwój nowych źródeł OZE i kogeneracyjnych. Na realizację inwestycji w tym obszarze w latach 2012-2014 Spółka zaplanowała wydatkowanie środków z przeznaczeniem na pozyskiwanie nowych OZE (biogazowni, bioelektrowni i farm wiatrowych), źródeł kogeneracyjnych oraz modernizację nabytych źródeł wytwarzania ciepła (ciepłowni) polegającą na instalowaniu jednostek umożliwiających produkcję energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (CHP). W ramach planowanych środków Spółka zamierza m.in. nabywać udziały w spółkach celowych powołanych przez podmioty trzecie dla potrzeb realizacji projektów OZE i kogeneracyjnych oraz nabywać projekty z obszaru OZE i kogeneracji.



Jak zakładamy, planowane środki do wydatkowania w zakresie inwestycji kapitałowych pieniężnych mogą pokrywać tylko część nakładów niezbędnych do realizacji inwestycji spółek z Grupy Kapitałowej ENEA. W związku z powyższym nie wykluczamy, iż uzupełniającym sposobem finansowania ww. inwestycji mogą być kredyty zaciągane przez spółki z Grupy lub środki uzyskiwane w ramach programów emisji obligacji wewnątrzgrupowych.

10.1.2. Teleinformatyka

W ramach tego obszaru zaplanowano w latach 2012-2014 realizację siedmiu głównych zadań inwestycyjnych, które będą służyć rozwojowi ENEA S.A.:

- Modernizacja i rozwój oprogramowania ERP;
- Budowa systemu obiegu dokumentów i platformy zarządzania procesami biznesowymi;
- Budowa Zintegrowanego Systemu Obsługi Klienta;
- Konsolidacja zasobów pracy;
- Opracowanie i implementacja polityki IT, w tym planowanie architektury IT, polityk bezpieczeństwa, jakości usług IT, zarządzania projektami;
- Modernizacja i rozwój sieci teleinformatycznej;
- Infrastruktura techniczno-systemowa.

Ponadto przewiduje się, że realizacja ww. zadań inwestycyjnych będzie wymagała poniesienia nakładów poza wyżej określony okres planistyczny.

10.1.3. Modernizacja oświetlenia drogowego

ENEA S.A. przewiduje przeniesienie majątku oświetlenia ulicznego do ENEOS Sp. z o.o. (spółki zależnej zajmującej się w Grupie obszarem oświetlenia). Nie zmienia to jednak zasadniczo potrzeb inwestycyjnych w tym obszarze, a jedynie przenosi ciężar ponoszenia wydatków na modernizację oświetlenia drogowego na spółkę zależną ENEA S.A.

Należy podkreślić, że ENEA S.A. nie będzie w stanie z własnych środków zrealizować założonego, nawet minimalnego planu rozwojowego ujętego w „Strategii Korporacyjnej Grupy Kapitałowej ENEA na lata 2010–2015 z perspektywą do 2020 r.”, zakładającego potrzeby inwestycyjne do roku 2020 na poziomie ok. 18,7 mld zł. Zarząd ENEA S.A. zdaje sobie sprawę, że finansowanie ww. inwestycji tylko środkami własnymi oczywiście nie jest optymalnym rozwiązaniem, stąd kluczowym jest pozyskanie zewnętrznych źródeł współfinansowania inwestycji. Obecnie jesteśmy w toku prac i analiz związanych z możliwością pozyskania finansowania zewnętrznego na inwestycje rozwojowe Grupy, który powinien zakończyć się w I półroczu 2012 r.

Poza czynnikami związanymi z realizacją strategii rozwoju oraz planowanym i nakładami inwestycyjnymi kolejnym czynnikiem mogącym mieć wpływ na wynik Grupy są prowadzone prace zmierzające do nowelizacji Prawa energetycznego oraz uchwalenia nowej Ustawy o odnawialnych źródłach energii (w szczególności w zakresie zapisów zmieniających system wsparcia inwestycji w odnawialne źródła energii). Etap zaawansowania prac nad ostateczną treścią ww. ustaw nie pozwala obecnie na jednoznaczną ocenę wpływu zmian wynikających z ewentualnego wejścia w życie przedmiotowych ustaw na działalność Grupy.

10.1.4. Źródła finansowania programu inwestycyjnego

Zapytanie ofertowe skierowane do banków w IV kwartale 2011 r., które dotyczyło możliwości pozyskania finansowania w formie emisji obligacji w ramach programu spotkało się z dużym zainteresowaniem zaproszonych banków komercyjnych. Kwota oferowanego Spółce finansowania



jest wyższa od spodziewanego zapotrzebowania. Planowany Program emisji obligacji jest jednym z wielu możliwych źródeł finansowania inwestycji w Grupie Kapitałowej ENEA, w szczególności segmentu wytwarzania i segmentu dystrybucji. Należy przy tym zwrócić uwagę na wysoki poziom środków własnych posiadanych przez Grupę Kapitałową, które będą stopniowo wykorzystywane na realizację programu inwestycyjnego.

Dodatkowo ENEA S.A. podjęła działania mające na celu pozyskanie środków z instytucji multilateralnych. W chwili obecnej Spółka prowadzi z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym („EBI”), rozmowy dotyczące możliwości pozyskania finansowania w formie kredytu na realizację programu inwestycyjnego Grupy Kapitałowej dotyczącego obszaru dystrybucji energii elektrycznej. Planuje się, że finansowanie, o którym mowa powyżej będzie mieć charakter długoterminowy. Łączna kwota finansowania, o które ubiega się ENEA S.A. w EBI jest szacowana na kwotę 900-1.000 milionów złotych.

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

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

Środki, o które ENEA S.A. ubiega się w EBI i EBOR byłyby jednym z podstawowych źródeł finansowania programu inwestycyjnego w latach 2012–2015 o szacunkowej wartości 3,2 miliarda złotych w obszarze dystrybucji energii elektrycznej.

Inwestycje w obszarze dystrybucji dotyczą między innymi rozbudowy sieci, zmniejszenia strat sieciowych energii, poprawy jakości dystrybucji, jak również umożliwienia podłączania do sieci nowych producentów odnawialnych źródeł energii. W najbliższych latach ENEA Operator przewiduje przyłączenie do sieci źródeł odnawialnych o mocy powyżej 500 MW.

10.2. Ogólny stan gospodarki

Na naszą działalność mogą mieć wpływ również czynniki makroekonomiczne dotyczące polskiej gospodarki. W szczególności, na naszą działalność wpływają: wysokość stóp procentowych, kurs złotego do innych walut, wysokość inflacji, stopa bezrobocia, poziom polskiego PKB oraz zmiany kierunków polityki gospodarczej państwa. Oprócz czynników dotyczących polskiej gospodarki, na naszą działalność wpływają również czynniki makroekonomiczne dotyczące gospodarek innych krajów, w szczególności pozostałych Państw Członkowskich Unii Europejskiej.

Czynniki związane z prowadzeniem działalności gospodarczej w Polsce, tj. zmiany sytuacji ekonomicznej, politycznej i prawnej w Polsce.

Kierunki polityki energetycznej kraju oraz decyzje strukturalne i własnościowe dotyczące przedsiębiorstw energetycznych kontrolowanych przez Skarb Państwa mogą mieć istotny i negatywny wpływ na przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji, w szczególności w odniesieniu do odbiorców indywidualnych. 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.



10.3. Rezultat synergii

Planowane przez nas akwizycje i inwestycje kapitałowe mogą nie przynieść oczekiwanych rezultatów. Wycena naszych przyszłych akwizycji czy inwestycji zależy będzie od warunków rynkowych, jak również od innych czynników pozostających poza naszą kontrolą i może okazać się, że nie będziemy w stanie prawidłowo oszacować wartości dokonanych akwizycji i inwestycji. Ponadto wyniki osiągnięte przez spółki, w które zainwestujemy mogą okazać się gorsze od naszych początkowych szacunków, co może skutkować obniżeniem stopy zwrotu z tych transakcji w stosunku do pierwotnie oczekiwanych. Ponadto reorganizacja struktur organizacyjnych tych podmiotów może okazać się procesem czasochłonnym i kosztownym.

Zmiana siedziby ENEA S.A.

ENEA S.A. przypomina, że z dniem 1 stycznia 2012 r. zmianie uległ adres siedziby ENEA S.A., która dotychczas mieściła się przy ul. Nowowiejskiego 11 w Poznaniu (60-967 Poznań), a obecnie znajduje się pod nowym adresem: ul. Górecka 1 w Poznaniu (60-201 Poznań).



