

Pozostałe informacje

do rozszerzonego skonsolidowanego
raportu za III kwartał 2011 r.

ENEA S.A.

Poznań, 14 listopada 2011 r.



I Opis organizacji Grupy Kapitałowej ENEA

Na dzień 30 września 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. (obrotowa energia elektryczna), 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, wskazanie jednostek podlegających konsolidacji znajduje się w Nocie nr 6 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego.

I.1. Opis zmian w strukturze Grupy

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

- Na podstawie zgody wyrażonej przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. z dnia 29 czerwca 2011 r., o której ENEA S.A. informowała raportem bieżącym nr 19/2011, w dniach 12–13 września 2011 r. miało miejsce przeniesienie zorganizowanej części przedsiębiorstwa, w rozumieniu art. 55¹ Kodeksu Cywilnego, pn. „Oświetlenie uliczne Miasta Poznania” z ENEA S.A. do ENEOS Sp. z o.o. (szczegóły zostały opisane w punkcie „Opis inwestycji kapitałowych w obrębie Grupy”).
- W dniu 20 lipca 2011 r. spółka zależna od ENEA S.A. działająca pod firmą FINEA Sp. z o.o. w likwidacji w efekcie zakończonego procesu likwidacji uległa rozwiązaniu i została wykreślona z KRS.
- W dniu 22 sierpnia 2011 r. ENEA S.A. nabyła 21.265 udziałów w spółce „Annacond Enterprises” Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, o wartości nominalnej 500 zł/udział, stanowiących 61% kapitału zakładowego spółki.
- W związku ze zmianą profilu prowadzonej działalności przez spółkę Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. i rozpoczęciem świadczenia usług w obszarze obsługi klientów ENEA S.A., zmianie uległa również nazwa spółki na nową, w brzmieniu: ENEA Centrum S.A. W związku z rozpoczęciem przez Spółkę świadczenia nowych usług, z dniem 1 sierpnia 2011 r. Spółka przejęła część dotychczasowych pracowników ENEA S.A. Transfer pracowników ENEA S.A. stanowi zakończenie I etapu projektu, którego celem jest poprawa efektywności działania całej organizacji i dostosowanie struktury Grupy do światowych standardów panujących na rynku energii elektrycznej. Zamierzeniem projektu jest wdrożenie jednorodnego systemu obsługi klientów Grupy ENEA. Pozwoli to na skoncentrowanie w spółce kompetencji obsługowych, specjalizacji w tym obszarze oraz odpowiedzialności za jakość obsługi i satysfakcję klientów.
- Ponadto w jednej ze spółek zależnych Elektrowni „Kozienice” S.A. (dalej: Elektrownia Kozienice), tj. Elko Trading Sp. z o.o., w okresie III kwartału 2011 r. podwyższono kapitał zakładowy z kwoty 13.500.000 zł o kwotę 86.500.000 zł do kwoty 100.000.000 zł. poprzez utworzenie 86.500 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy, które zostały objęte w całości przez Elektrownię Kozienice i pokryte w formie gotówkowej. Niniejsze podwyższenie kapitału zakładowego spółki jest niezbędne dla zabezpieczenia finansowego podstawowej działalności gospodarczej ELKO Trading Sp. z o.o., w związku z rozpoczęciem przez spółkę prowadzenia działalności od dnia 1 sierpnia 2011 r. Na dzień sporządzenia niniejszego dokumentu, podwyższenie kapitału zakładowego oczekuje na rejestrację w KRS.



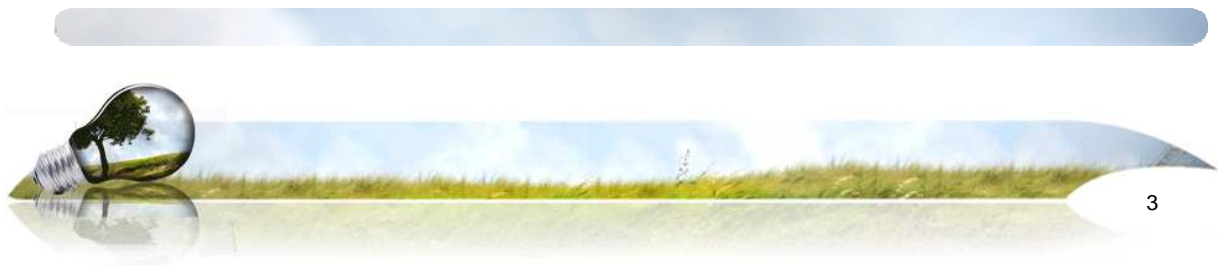
I. 2. Opis inwestycji kapitałowych w obrębie Grupy

W dniu 26 lipca 2011 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EP PUE Energobud Leszno Sp. z o.o. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 1.151.000 zł, z 7.634.000 zł do 8.785.000 zł, w zamian za wkład niepieniężny w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości położonej w Zielonej Górze oraz prawa własności posadowionych na niej budynków i budowli stanowiących odrębny od gruntu przedmiot własności, wchodzących w skład nieruchomości oraz środków trwałych nie stanowiących części składowych przedmiotowej nieruchomości w postaci kotła CO i wyciągu budowlanego. Objęcie udziałów przez ENEA S.A. w podwyższonym kapitale zakładowym EP PUE Energobud Leszno Sp. z o.o. oraz przeniesienie prawa użytkowania wieczystego nieruchomości będącej przedmiotem aportu nastąpiło w dniu 3 sierpnia 2011 r. W dniu 15 września 2011 r. miała miejsce rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego EP PUE Energobud Leszno Sp. z o.o. w KRS. Pozyskanie przez spółkę przedmiotowej nieruchomości umożliwi rozbudowę jej zaplecza administracyjno – technicznego na terenie Zielonej Góry.

W dniu 12 września 2011 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników ENEOS Sp. z o.o. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki o kwotę 11.900.000 zł (z 20.189.500 zł do 32.089.500 zł), w zamian za wkład niepieniężny (aport) w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa, w 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 13 września 2011 r. miało miejsce objęcie udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym ENEOS Sp. z o.o. przez ENEA S.A. oraz przeniesienie zorganizowanej części przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 55¹ Kodeksu Cywilnego z ENEA S.A. do ENEOS Sp. z o.o. W dniu 13 października 2011 r. nastąpiła rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego ENEOS Sp. z o.o. w KRS.

W dniu 20 września 2011 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie BHU S.A. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o kwotę 165.600 zł, z kwoty 16.375.100 zł do kwoty 16.540.700 zł poprzez emisję 1.656 akcji serii L o wartości nominalnej 100 zł, w zamian za wkład niepieniężny w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości wraz z nakładami, oznaczonej geodezyjnie jako działka o nr ewid. 239/3, o powierzchni 1.387m², położonej w miejscowości Troszczyń, gmina Opalenica o łącznej wartości 165.600 zł, z pozbawieniem w całości prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy. Zawarcie umowy objęcia akcji serii L oraz umowa przeniesienia prawa użytkowania wieczystego ww. nieruchomości gruntowej planowane jest do dnia 30 listopada 2011 r. Przekazanie spółce ww. nieruchomości ma na celu m.in. uporządkowanie sytuacji majątkowej w Grupie Kapitałowej ENEA.

W dniu 15 lutego 2011 r. odbyło się NWZ, na którym podwyższono kapitał zakładowy spółki Hotel EDISON Sp. z o.o. o kwotę 35.000 zł, tj. do kwoty 21.271.500 zł poprzez utworzenie nowych 70 udziałów o wartości nominalnej 500 zł każdy. Udziały w podwyższonym kapitale zakładowym spółki Hotel EDISON Sp. z o.o. zostały w całości objęte przez dotychczasowego jedynego wspólnika – spółkę ENEA S.A. i pokryte w całości wkładem pieniężnym. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS nastąpiła w dniu 28 lipca 2011 r.



II Opis działalności Grupy Kapitałowej ENEA

W ramach działalności podstawowej Grupa Kapitałowa ENEA (dalej: „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:

- (I) ENEA S.A. posiada koncesję na obrót energią elektryczną ważną do końca 2025 r.;
- (II) ENEA Operator Sp. z o.o. posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej ważną do połowy 2017 r.;
- (III) Elektrownia Kozienice posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2025 r. oraz na obrót energią elektryczną ważną do końca 2012 r.;
- (IV) Elektrownie Wodne 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).

Wytwarzanie

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 III kwartale 2011 r. 877 kg/MWh) oraz jednym z najniższych wskaźników zużycia węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej, który w III kwartale 2011 r. wynosił 0,405 Mg/MWh. Elektrownia Kozienice osiągnęła w III kwartale 2011 r. ogólną sprawność wytwarzania brutto 38,4 %.

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



Energia elektryczna brutto wyprodukowana przez Elektrownię Kozienice [MWh]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	2 995 473,700	2 844 850,500
II kwartał	2 914 317,700	2 976 352,000
III kwartał	3 247 671,500	3 005 475,900

Elektrownia Kozienice wyprodukowała w III kwartale 2011 r. 3.005.475,9 MWh energii elektrycznej brutto. Jest to poziom nieznacznie niższy od produkcji osiągniętej w analogicznym okresie roku poprzedniego, kiedy Elektrownia Kozienice wyprodukowała 3.247.671,5 MWh energii elektrycznej brutto. Niższa produkcja w III kwartale 2011 r. wynika ze zwiększenia się wolumenu transakcji handlowych sprzedaży energii elektrycznej w ramach obrotu energią elektryczną w porównaniu z analogicznym okresem roku 2010.

Od stycznia 2008 r. Elektrownia Kozienice rozpoczęła również wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych poprzez współspalanie biomasy z paliwem konwencjonalnym (węgiel kamienny). W III kwartale 2011 r. Elektrownia Kozienice rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 78.917 MWh. Dla porównania w III kwartale 2010 r. Elektrownia Kozienice rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 91.079 MWh. Porównując oba analogiczne okresy, w III kwartale 2011 r. zanotowano spadek o 13,35% ilości energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych. Jednak narastająco w okresie styczeń–wrzesień 2011 r. odnotowano wzrost ilości świadectw pochodzenia w porównaniu z analogicznym okresem roku 2010.

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 III kwartale 2011 r. Elektrownia Kozienice zakupiła 44.871 tys. ton biomasy dla celów wytwarzania energii odnawialnej. W ujęciu niżej wymienionych okresów lat 2010-2011 zakup biomasy przedstawia się następująco:

Zakup biomasy przez Elektrownię Kozienice [tys. ton]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	18 521	47 989
II kwartał	47 406	56 557
III Kwartał	51 262	44 871

Produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii umożliwi instalacja do współspalania biomasy stałej. Na 2011 r. zaplanowano zakończenie budowy instalacji do współspalania biomasy płynnej. Natomiast jej eksploatacja i spalanie gliceryny technicznej będzie możliwe po uzyskaniu przez Elektrownię stosownej decyzji formalno-prawnej, co z kolei wiąże się ze zmianą ustawy



o odpadach, mającej na celu transpozycję do prawa polskiego Dyrektywy 2008/98 w sprawie odpadów.

W III kwartale 2011 r. do spalania wykorzystano 44.094 Mg biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje „uniknięciem emisji” dwutlenku węgla w wysokości 71.317 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

Dzięki wykonanej modernizacji części nisko – prężnej turbin na blokach 200 MW i 500 MW oraz części wysoko – prężnej turbin na blokach 500 MW skutecznie zostało ograniczone jednostkowe zużycie węgla, a tym samym została zredukowana emisja CO₂ do atmosfery.

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

Energia z OZE Zielone certyfikaty [MWh]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	32 358,190	85 762,850
II kwartał	89 270,247	103 137,678
III kwartał	91 079,415	78 917,129
Energia z kogeneracji Czerwone certyfikaty [MWh]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	32 645,480	25 022,906
II kwartał	6 105,888	10 288,000
III kwartał	7 157,417	5 212,000



Ochrona środowiska

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

Elektrownie Wodne Sp. z o.o.

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

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

Energia wytworzona z OZE, za które Elektrownie Wodne otrzymują zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii [MWh]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	35 597,833	54 598,828
II kwartał	38 755,730	36 672,164
III kwartał	33 119,587	33 866,147
Energia wprowadzona do sieci [MWh]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	35 105,623	53 708,701
II kwartał	38 318,564	36 304,739
III kwartał	32 657,884	33 391,702



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 kwartał 2012 r.

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

W ramach powyższych prac sfinalizowano zakup funkcjonującej elektrowni wiatrowej o mocy 6 MW, zlokalizowanej w woj. Pomorskim (Farma Wiatrowa Darżyno). Złożono również niewiążące oferty ostateczne zakupu projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 84 MW, posiadających prawomocne pozwolenia na budowę i przewidzianych do realizacji w latach 2011-12, z których w ostatecznych negocjacjach znajduje się projekt o mocy 10 MW. Podpisano również list intencyjny gwarantujący wyłączność negocjacyjną w sprawie zakupu 2 spółek celowych posiadających wyłączne prawa do budowy farmy wiatrowej o mocy 98,9 MW (pierwotnie 102 MW). W chwili obecnej trwają prace związane z pełnym due diligence przedmiotowych spółek celowych i ich wyceną.

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

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

Poniżej zaprezentowano wielkości produkcji oraz liczbę świadectw pochodzenia energii z elektrowni biogazowej Liszkowo w I-III kwartale 2010–2011:

Wielkość produkcji energii i ilość świadectw pochodzenia energii [MWh]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	1 878,640	2 686,912
II kwartał	2 208,104	1 776,040
III kwartał	1 582,072	1 539,160



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	-----
II kwartał	3 614,483
III kwartał	3 593,365
Energia wprowadzona do sieci [MWh]	
okres	2011 r.
I kwartał	-----
II kwartał	3 614,483
III kwartał	3 577,583

Elektrociepłownia Białystok S.A.

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

Produkcja i sprzedaż ciepła

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

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



Produkcja ciepła [GJ]						
Okres	I kwartał 2010 r.	II kwartał 2010 r.	III kwartał 2010 r.	I kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.
Woda	1 479 568,669	515 382,800	411 133,349	1 354 741,451	511 361,617	358 677,566
Para	133 252,128	84 353,472	79 482,027	131 581,980	81 696,420	72 714,664

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej

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

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

Produkcja energii elektrycznej [MWh]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	165 568,177	187 413,378
II kwartał	74 262,147	101 868,669
III kwartał	72 550,252	103 803,962
Sprzedaż energii elektrycznej z produkcji własnej [MWh]		
okres	2010 r.	2011 r.
I kwartał	140 893,323	162 924,271
II kwartał	62 280,833	87 396,465
III kwartał	60 059,679	89 281,989

Oprócz handlu energią elektryczną na rynku hurtowym Elektrociepłownia Białystok S.A. 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 S.A. 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 trójzwojeniowych 110/15/6.

	Lipiec [kWh]	Sierpień [kWh]	Wrzesień [kWh]	III kwartał 2010 r. [kWh]
Sprzedaż 0,4 kV	65 020	76 656	60 413	202 089
Sprzedaż 15 kV	2 431 610	2 634 815	2 975 377	8 041 802
Razem	2 496 630	2 711 471	3 035 790	8 243 891
	Lipiec [kWh]	Sierpień [kWh]	Wrzesień [kWh]	III kwartał 2011 r. [kWh]
Sprzedaż 0,4 kV	75 208	68 735	65 287	209 230
Sprzedaż 15 kV	2 227 380	2 647 150	2 854 918	7 729 448
Razem	2 302 588	2 715 885	2 920 205	7 938 678

Prawa majątkowe OZE i CHP

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

W celu maksymalizacji produkcji energii z OZE wytwarzanej w układzie hybrydowym (kocioł węglowy 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	39 837,255	48 006,903
II kwartał	15 841,620	44 530,163
III kwartał	9 037,287	52 236,213



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

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

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

Pozostałe źródła

Ponadto w zakresie prac związanych z 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”. Obecnie trwa 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. Przewidywany termin zakończenia budowy tego bloku będącego kolejnym źródłem pozyskiwania świadectw pochodzenia energii w Grupie to koniec 2013 r.

W dniu 11 maja 2011 r. ENEA S.A. zakupiła Spółkę Dobitt Energia Sp. z o.o. zlokalizowaną w województwie dolnośląskim. Spółka jest właścicielem projektu budowlanego elektrowni biogazowej (rolniczej) o mocy elektrycznej 1,6 MW, oraz prawomocnego pozwolenia na budowę. Budowę elektrowni biogazowej rozpoczęto w czerwcu br. Po zakończeniu prac ziemnych przystąpiono do prac betonarskich związanych z wykonaniem zbiorników fermentacyjnych oraz zbiornika pofermentacyjnego.

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.

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 dystrybuuje energię na podstawie koncesji udzielonej jej przez regulatora w dniu 28 czerwca 2007 r.



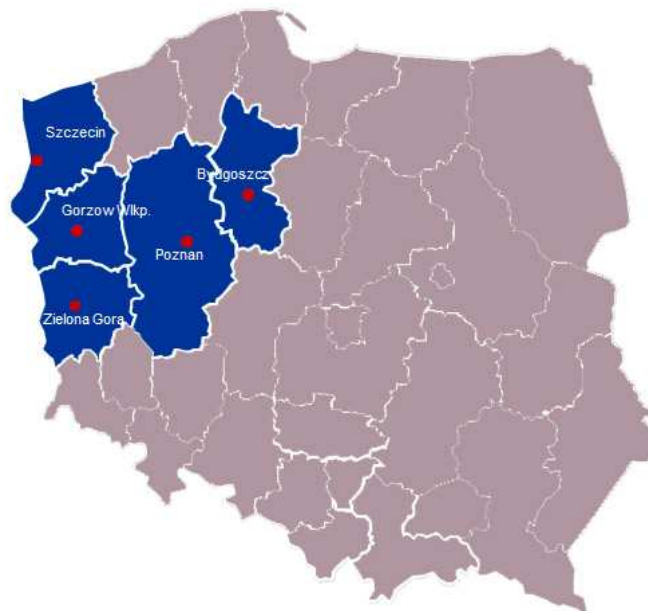
Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne*, ENEA Operator jako operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialna m.in. za:

- 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 109 tysięcy km linii energetycznych (ponad 127 tysięcy wraz z przyłączami). Ponadto Spółka dysponuje 34.804 stacjami transformatorowymi o łącznej mocy 14.035 MVA (przedmiotowe informacje są danymi na dzień 31 grudnia 2010 r. - ENEA Operator opracowuje je w cyklu rocznym, w formie sprawozdań na potrzeby Agencji Rynku Energii).

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

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



Obrót

W III kwartale 2011 r. w ramach naszej Grupy Kapitałowej sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym zasadniczo prowadzona była przez ENEA S.A. Całkowita sprzedaż w ramach obrotu energią wyniosła 3.675,3 GWh, w tym sprzedaż odbiorcom detalicznym wyniosła 3.486,3 GWh. Liczba odbiorców detalicznych według stanu na dzień 30 września 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. w GK ENEA 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 za nabywanie energii elektrycznej oraz praw majątkowych na rzecz portfela klientów ENEA S.A.

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 III kwartale 2011 r. zdecydowaną większość hurtowego zakupu energii elektrycznej stanowiły transakcje zawierane na Towarowej Giełdzie Energii S.A. i rozliczane przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. (IRGiT S.A.). Taki kierunek zakupu jest konsekwencją wzrostu obrotów na rynku giełdowym jako efektu zmian nakładających na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem obowiązek wynikający z art. 49a ustawy Prawo Energetyczne (przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym, z zastrzeżeniem iż przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną w całości w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym lub na giełdach towarowych). Pozostała część energii nabywana była od przedsiębiorstw obrotu i wytwórców.

W III kwartale 2011 r. Elektrownia Kozienice sprzedała na Towarowej Giełdzie Energii wytworzoną przez swoje jednostki energię elektryczną stanowiącą 93% sprzedanej produkcji. W III kwartale 2011 r. całkowita sprzedaż Elektrowni Kozienice w ramach obrotu i wytwarzania energią wyniosła 3.268,4 GWh, w tym sprzedaż odbiorcom detalicznym 0,2 GWh, a sprzedaż w ramach posiadanej koncesji na obrót energią elektryczną 208,9 GWh.

Zakup i sprzedaż energii przez ENEA S.A.

W III kwartale 2011 r. znaczącą część sprzedawanej przez ENEA S.A. energii elektrycznej stanowiła energia elektryczna nabywana na Towarowej Giełdzie Energii S.A. oraz od Elko Trading Sp. z o.o. Pozostałą część energii ENEA S.A. nabywała na podstawie umów dwustronnych (z wytwórcami, przedsiębiorstwami obrotu i na platformach obrotu).

Sprzedaż energii przez Elektrownię Kozienice.

Od dnia 9 sierpnia 2010 r. Elektrownia Kozienice jest zobowiązana do sprzedaży co najmniej 15% wytworzonej energii elektrycznej poprzez Giełdę Energii – do czego obliguje ją art. 49a ust. 1 Prawo energetyczne. W ramach realizacji tego obowiązku sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii, w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 30 września 2011 r. stanowiła około 93,2% wszystkich zawartych kontraktów. Narastająco wartość sprzedanej przez Elektrownię Kozienice energii elektrycznej netto na Towarowej Giełdzie Energii od dnia 6 maja 2010 r. do dnia 30 września 2011 r. wyniosła 4.609 mln zł.



III 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.

IV 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:

I.p	Akcjonariusz	Stan na 29 sierpnia 2011 r.*		Stan na 14 listopada 2011 r.**	
		Liczba akcji/liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym/udział w ogólnej liczbie głosów	Liczba akcji/liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym/udział w ogólnej liczbie głosów
1	Skarb Państwa	228 465 151	51,75%	228 249 539	51,71 %
2	Vattenfall AB	82 395 573	18,67 %	82 395 573	18,67 %
3	Pozostali	130 581 854	29,58 %	130 797 466	29,62 %
	Razem	441 442 578	100,00 %	441 442 578	100,00 %

*data publikacji rozszerzonego skonsolidowanego raportu za I półrocze 2011 r.

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

Według informacji przekazanych przez Dom Inwestycyjny BRE Banku S.A. (DI BRE), podmiot prowadzący w imieniu ENEA S.A. Księgę Akcyjną, rozbieżność liczby akcji posiadanych przez Skarb Państwa w okresie pomiędzy 29 sierpnia 2011 r. a 14 listopada 2011 r. związana jest ze specyfiką obsługi spadkobierców.

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

Dokumenty związane z nabyciem akcji są zwracane do DI BRE i dopiero wtedy spadkobierca może zgłosić się ponownie i złożyć wniosek o dokonanie wpisu w Księdze Akcyjnej (ujawnienie



spadkobiercy jako akcjonariusza Spółki z jednoczesnym wykreśleniem Skarbu Państwa jako akcjonariusza z tych akcji). Po tym pozostaje jeszcze okres na dokonanie zawiadomienia Skarbu Państwa o tym, że będzie wykreślony i odczekanie minimum 2 tygodni jakie zgodnie z KSH przysługują na wniesienie protestu.

V 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 30 września 2011 r.
Tadeusz Dachowski	Członek Rady Nadzorczej	4 440
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej	4 140
Maksymilian Górniak	Członek Zarządu ds. Handlowych	3 740

Od czasu publikacji ostatniego raportu okresowego stan posiadania ww. osób nie zmienił się.

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.

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

a. postępowanie dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej;

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

b. dwa lub więcej postępowań dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta;

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 toczących się obecnie postępowań, w których stroną jest ENEA S.A. lub podmioty wchodzące w skład Grupy, zamieszczony został w Nocie nr 28.2-4 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego (str. 36 raportu).

VII Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаными

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

Opis innych transakcji zawartych przez emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązаными zamieszczony został w Nocie nr 24 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego (str. 31 raportu).

VIII Informacje o udzieleniu poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji

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

IX 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

Opis sytuacji finansowej – prezentacja wyników finansowych za III kwartał 2011 r.

Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA

IX. 1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres 9 miesięcy 2011 r.



Wyniki finansowe

Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat

Rachunek zysków i strat w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży netto	5 827 752	7 167 950	123,0%	1 340 198
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	5 200 662	6 489 544	124,8%	1 288 882
Pozostałe przychody operacyjne	49 023	191 124	389,9%	142 101
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-3 333	47	-1,4%	3 380
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	0	5 634	x	5 634
Pozostałe koszty operacyjne	62 077	89 020	143,4%	26 943
Zysk (strata) operacyjny	610 703	774 923	126,9%	164 220
Koszty finansowe	24 129	29 713	123,1%	5 584
Przychody finansowe	113 261	143 914	127,1%	30 653
Przychody z tytułu dywidend	640	1 438	224,7%	798
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	-7 097	3 381	-47,6%	10 478
Zysk (strata) przed opodatkowaniem	693 378	893 943	128,9%	200 565
Podatek dochodowy	146 369	173 188	118,3%	26 819
Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego	547 009	720 755	131,8%	173 746
EBITDA	1 101 035	1 294 505	117,6%	193 470

Przychody ze sprzedaży netto Grupy wyniosły w okresie sprawozdawczym 7.167.950 tys. zł, co w stosunku do 9 miesięcy 2010 r. stanowi wzrost o 1.340.198 tys. zł, tj. o 23,0%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w okresie 9 miesięcy 2011 r.



Wyszczególnienie	9 m-cy 2010 r.		9 m-cy 2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 717 990	63,80	4 845 819	67,6	130,3%	1 127 829
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 879 374	32,25	1 951 436	27,2	103,8%	72 062
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	85 977	1,48	83 087	1,2	96,6%	-2 890
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	93 018	1,60	221 109	3,1	237,7%	128 091
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	0,00	9 084	0,1	x	9 084
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	15 580	0,27	2 472	0,0	15,9%	-13 108
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	35 813	0,61	54 943	0,8	153,4%	19 130
Razem przychody ze sprzedaży netto	5 827 752	100,00	7 167 950	100,0	123,0%	1 340 198

Na przychody Grupy składają się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które stanowią odpowiednio 67,6% i 27,2% przychodów ze sprzedaży netto ogółem.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły w okresie 9 miesięcy 2011 r. 4.845.819 tys. zł wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 30,3%. Wynika to głównie ze wzrostu przychodów ze sprzedaży energii w Elektrowni Kozienice o 1.232.820 tys. zł (wzrost ilości sprzedanej energii elektrycznej realizowanej przez Elektrownie Kozienice o 832 GWh przy wzroście średniej ceny o 3,1%). Jednocześnie zmniejszyły się przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ENEA S.A. o 111.582 tys. zł, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 643 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 2,0%. Dodatkowo osiągnięto mniejsze przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom o 50.749 tys. zł, co wynika głównie z mniejszej ilości sprzedanej energii o 282 GWh.

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w okresie 9 miesięcy 2011 r. osiągnęły wartość 1.951.436 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 72.062 tys. zł. Wzrost tych przychodów był spowodowany przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 183 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 1,6%;

Wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych usług o 128.091 tys. zł wynika głównie z realizacji w analizowanym okresie sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO₂ w Elektrowni Kozienice w kwocie 115.145 tys. zł. Poza tym wzrost wartości tej pozycji przychodów wynika ze wzrostu sprzedaży usług przede wszystkim w spółkach: Energobud Leszno i Energomiary.



Przychody ze sprzedaży energii ciepłej w okresie 9 miesięcy 2011 r. ukształtowały się na poziomie 54.943 tys. zł i stanowiły 0,8% przychodów ze sprzedaży. Wzrost tych przychodów o 19.130 tys. zł spowodowany jest zakupem w dniu 1 czerwca 2011 r. EC Białystok i uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym jako spółki zależnej ENEA S.A. (do tego czasu spółka stowarzyszona).

Przychody z tytułu świadectw pochodzenia wyniosły w okresie 9 miesięcy 2011 r. 9.084 tys. zł i są to przychody zrealizowane przez EC Białystok.

Na obniżenie przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 2.890 tys. zł wpłynęło głównie mniejsza sprzedaż zrealizowana przez spółkę IT Serwis, jednocześnie wzrosła sprzedaż materiałów i towarów w spółkach: BHU i Auto-Styl.

W okresie 9 miesięcy 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży wyniosły 6.489.544 tys. zł i wzrosły o 24,8% w stosunku do okresu porównywalnego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały poniesione w okresie 9 miesięcy 2011 r.

Wyszczególnienie	9 m-cy 2010 r.		9 m-cy 2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Amortyzacja	490 332	9,4	519 582	8,0	106,0%	29 250
Koszty świadczeń pracowniczych	669 023	12,9	700 978	10,8	104,8%	31 955
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 151 159	22,1	1 216 384	18,7	105,7%	65 225
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	1 971 696	37,9	3 076 239	47,4	156,0%	1 104 543
Usługi przesyłowe	517 207	9,9	534 693	8,2	103,4%	17 486
Inne usługi obce	263 501	5,1	287 923	4,4	109,3%	24 422
Podatki i opłaty	137 744	2,6	153 745	2,4	111,6%	16 001
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	5 200 662	100,0	6 489 544	100,0	124,8%	1 288 882

W kosztach Grupy Kapitałowej główną pozycję stanowią koszty zakupu energii elektrycznej i zużycie materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które stanowią odpowiednio 47,4% i 18,7% kosztów uzyskania przychodów.

- Zakup energii na potrzeby sprzedaży wyniósł w analizowanym okresie 3.076.239 tys. zł i zwiększył się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 56,0%, 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 5,4% w stosunku do okresu porównywalnego.

- Koszty zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wyniosły w analizowanym okresie 1.216.384 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 65.225 tys. zł, co wynika głównie z ujęcia w pozycji tych kosztów wartości zużycia materiałów i surowców wskazywanych w kwocie 39.263 tys. zł przez Elektrociepłownię Białystok oraz ze wzrostu tej pozycji w Elektrowni Kozienice, gdzie zanotowano wzrost kosztów zużycia biomasy o 18.032 tys. zł (wyższy o 6% średni koszt biomasy z transportem) oraz wzrost kosztów pozostałych materiałów (o 48.620 tys. zł), co wynika głównie z wyższych kosztów uprawnień do emisji CO₂. Jednocześnie zanotowano spadek kosztów zużycia węgla o 40.334 tys. zł na skutek niższej produkcji energii elektrycznej.
- Koszty usług przesyłowych wyniosły w okresie 9 miesięcy 2011 r. 534.693 tys. zł i są wyższe w stosunku do roku ubiegłego o 17.486 tys. zł, na co wpływ miał wzrost mocy umownej w węzłach sieci NN, wzrost cen i stawek za opłatę stałą i zmienną sieciową w Taryfie na rok 2011 w stosunku do Taryfy na rok 2010 oraz wzrost cen za zakup energii na straty (decydującej o opłacie do OSD);
- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w okresie 9 miesięcy 2011 r. 700.978 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do okresu porównywalnego o 31.955 tys. zł, co wynika głównie z utworzenia rezerw na PDO w wysokości 19.500 tys. zł i rezerwy na nagrodę z zysku dla załogi w wysokości 6.658 tys. zł oraz uwzględnienie kosztów EC Białystok w kwocie 6.854 tys. zł. Ponadto zmniejszeniu uległy rezerwy na świadczenia pracownicze o 24.084 tys. zł (głównie rezerwa z tytułu ekwiwalentu energetycznego oraz na nagrody jubileuszowe). Jednocześnie w analizowanym okresie nastąpił wzrost średniej płacy o 4,5%, przy wzroście średniego zatrudnienia z 10.236,49 etatów w okresie 9 miesięcy 2010 r. do 10.253,78 etatów w okresie 9 miesięcy 2011 r.
- Koszty usług obcych wyniosły w okresie 9 miesięcy 2011 r. 287.923 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 24.422 tys. zł, co wynika przede wszystkim z poniesienia wyższych kosztów marketingowych, kosztów usług doradczych oraz wyższych kosztów napraw i przeglądów.
- Koszty podatków i opłat wyniosły w okresie 9 miesięcy 2011 r. 153.745 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 16.001 tys. zł, co wynika głównie z poniesienia kosztów podatku od czynności cywilnoprawnych w związku z nabyciem EC Białystok i Elektrowni Wiatrowych w Darżynie oraz wzrostu podatku od nieruchomości w związku ze zwiększeniem majątku sieciowego. Ponadto na odchylenie wpłynęło dokonane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za I półrocze 2010 r. umniejszenie kosztów podatków o PCC dotyczące wydzielenia działalności dystrybucyjnej, które zostały uwzględnione w całości w sprawozdaniu skonsolidowanym w 2007 r. Spółka ENEA Operator ujęła te koszty w swoich sprawozdaniach w latach 2007–2010. Ponadto wzrost podatków i opłat wynika z ujęcia kosztów podatków dotyczących Elektrociepłowni Białystok w kwocie 2.502 tys. zł.
- Amortyzacja w analizowanym okresie wyniosła 519.582 tys. zł i była wyższa niż w okresie analogicznym 2010 r. o 29.250 tys. zł, tj. o 6,0%. Wzrost amortyzacji spowodowany jest zakupem w dniu 1 czerwca 2011 r. EC Białystok i uwzględnieniem w sprawozdaniu finansowym jako spółki zależnej ENEA S.A. (do tego czasu spółka stowarzyszona) oraz korektą konsolidacyjną związaną z wyceną EC Białystok sporządzoną na dzień 1 czerwca 2011 r. I dotyczącą amortyzacji nadwyżki wartości godziwej aktywów netto nad wartością księgową.

W okresie 9 miesięcy 2011 r. Grupa osiągnęła zysk operacyjny wynoszący 774.923 tys. zł, który był wyższy od wyniku osiągniętego w analogicznym okresie roku ubiegłego o 26,9%, tj. o 164.220 tys. zł, co spowodowane było wzrostem przychodów z działalności operacyjnej o 1.340.198 tys. zł, przy jednoczesnym wzroście kosztów operacyjnych o 1.288.882 tys. zł.



Skonsolidowany zysk przed opodatkowaniem, a więc po uwzględnieniu działalności finansowej i udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych wyniósł w analizowanym okresie 2011 r. 893.943 tys. zł i był wyższy o 200.565 tys. zł, to jest o 28,9% niż w roku ubiegłym. Wynika to głównie z osiągnięcia wyższego wyniku operacyjnego oraz z wyższego zysku na działalności finansowej o 64.098 tys. zł. Zysk netto wypracowany przez Grupę w okresie 9 miesięcy 2011 r. wyniósł 720.755 tys. zł i był wyższy od zysku osiągniętego w analogicznym okresie 2010 r. o 173.746 tys. zł, tj. o 31,8%.

Wyniki na poszczególnych segmentach działalności

Segmenty	9 m-cy 2010 r.		9 m-cy 2011 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Obrót	188 548	30,9	139 197	18,0	73,8%	-49 351
Dystrybucja	270 457	44,3	309 161	39,9	114,3%	38 704
Wytwarzanie	219 101	35,9	410 497	53,0	187,4%	191 396
Pozostała działalność	25 398	4,2	23 120	3,0	91,0%	-2 278
Wyłączenia	-24 267	-4,0	-20 582	-2,7	84,8%	3 685
Koszty nieprzypisane (koszty zarządu)	-68 534	-11,2	-86 470	-11,2	126,2%	-17 936
Zysk (strata) operacyjny	610 703	100,0	774 923	100,0	126,9%	164 220

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 643 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 2,0% a średniej ceny zakupu o 5,4%. Jednocześnie w okresie 9 miesięcy 2011 r. uwzględnione zostały szacunkowe koszty niezbilansowania energii elektrycznej w wysokości 73.342 tys. zł. Pierwszy szacunek niezbilansowania został uwzględniony w sprawozdaniu finansowym za 2010 rok. Niezbilansowanie zakupu ze sprzedażą (rozumianymi jako wolumeny wynikające z faktur) w poszczególnych miesiącach jest sytuacją normalną wynikającą z dłuższych niż miesięczne okresy rozliczeniowe po stronie sprzedaży (dla zespołów grup taryfowych C1x oraz G) przy zasadniczo nie dłuższych niż jednomiesięcznych okresach rozliczeniowych po stronie zakupu. Od 1 stycznia 2010 r. wprowadzony został uproszczony model rozdzielenia jednostek ENEA i ENEA Operator powodujący, że jedynie dla roku różnica bilansowa jest różnicą faktur zakupu i sprzedaży natomiast na poszczególne miesiące rozkładana jest proporcjonalnie do energii zapotrzebowanej obszaru sieci ENEA Operator. To właśnie powoduje w poszczególnych miesiącach niezbilansowanie.

Wzrost wyniku na segmencie dystrybucji spowodowany jest głównie wzrostem sprzedaży usług dystrybucyjnych, co spowodowane zostało przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 183 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 1,6%;

Wzrost wyniku na segmencie wytwarzania spowodowane jest wzrostem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na obrót, wyższymi przychodami z tytułu świadectw pochodzenia oraz uzyskaniem przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w Elektrowni Kozienice. W okresie 9 miesięcy 2011 r. w spółce Elektrownie Wodne nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej (lepsze warunki hydrologiczne) oraz wzrost cen sprzedaży, który przełożył się na



większe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody z tytułu świadectw pochodzenia. Jednocześnie począwszy od I półrocza 2011 roku w segmencie wytwarzania uwzględnione zostały wyniki finansowe spółek sektora ciepłowniczego, których wynik łącznie za 9 miesięcy 2011 r. wyniósł 2.102 tys. zł

Spadek wyniku na segmencie pozostałej działalności wynika głównie z ujęcia wyników finansowych spółek sektora ciepłowniczego w segmencie wytwarzania.

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

Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu

Skonsolidowany Bilans

Bilans aktywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	30 września 2011 r.		
Aktywa trwałe	8 737 868	9 312 844	106,6%	574 976
Rzeczowe aktywa trwałe	8 308 650	8 841 337	106,4%	532 687
Użytkowanie wieczyste gruntów	29 208	70 974	243,0%	41 766
Wartości niematerialne	145 141	308 585	212,6%	163 444
Nieruchomości inwestycyjne	8 203	8 225	100,3%	22
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	170 220	10 986	6,5%	-159 234
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	74 867	71 135	95,0%	-3 732
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 411	1 352	95,8%	-59
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	168	250	148,8%	82
Aktywa obrotowe	4 098 837	4 010 152	97,8%	-88 685
Zapasy	242 058	346 396	143,1%	104 338
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	922 460	981 203	106,4%	58 743
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	1 819	1 001	55,0%	-818
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	250 934	586 398	233,7%	335 464
Aktywa finansowe wyceniane w wartości	1 781 939	1 131 717	63,5%	-650 222



godziwej przez rachunek zysków i strat				
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	899 627	963 437	107,1%	63 810
Razem aktywa	12 836 705	13 322 996	103,8%	486 291
Bilans pasywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2010 r.	30 września 2011 r.		
Razem kapitał własny	9 876 471	10 405 261	105,4%	528 790
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	48 162	94,6%	-2 760
Pozostałe kapitały	-22 110	-21 722	98,2%	388
Zyski zatrzymane	4 458 944	4 986 050	111,8%	527 106
Udziały mniejszości	23 897	27 953	117,0%	4 056
Razem zobowiązania	2 960 234	2 917 735	98,6%	-42 499
Zobowiązania długoterminowe	1 373 976	1 439 179	104,7%	65 203
Zobowiązania krótkoterminowe	1 586 258	1 478 556	93,2%	-107 702
Razem pasywa	12 836 705	13 322 996	103,8%	486 291

Na dzień 30 września 2011 r. suma bilansowa Grupy Kapitałowej ENEA wynosiła 13.322.996 tys. zł i zwiększyła się o 486.291 tys. zł, tj. o 3,8% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2010 r.

Aktywa trwałe na dzień 30 września 2011 r. wyniosły 9.312.844 tys. zł i zwiększyły się do roku ubiegłego o 574.976 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) oraz nabyciem przez Elektrownie Wodne Elektrowni Wiatrowych ENEA Centrum S.A. w Darżynie.

Na koniec września 2011 r. aktywa obrotowe ukształtowały się na poziomie 4.010.152 tys. zł i spadły w porównaniu do stanu na koniec 2010 r. o 88.685 tys. zł (o 2,2%). W aktywach obrotowych zmniejszeniu uległa pozycja aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, głównie w związku z zakupem akcji EC Białystok. Ponadto zwiększeniu uległy aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności w Elektrowni Kozienice, w związku z lokowaniem większej ilości środków pieniężnych 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 EC Białystok oraz należności z tytułu dostaw i usług, które wynikają z tego, że



Elektrownia Kozienice sprzedaje obecnie przeważającą część energii elektrycznej na Towarową Giełdę Energii gdzie płatności realizowane są na bieżąco podczas, gdy w ubiegłym roku energia sprzedawana była na podstawie umów z odroczonymi terminami płatności.

Dominującym źródłem finansowania majątku Grupy jest kapitał własny, który na koniec września 2011 r. wyniósł 10.405.261 tys. zł i był wyższy od stanu na koniec grudnia 2010 r. o 528.790 tys. zł tj. o 5,4%. Na odchylenie wpływa wypracowany zysk w okresie 9 miesięcy 2011 r. oraz wartość wypłaconej dywidendy dla akcjonariuszy.

Wartość zobowiązań długoterminowych Grupy wyniosła na dzień 30 września 2011 r. 1.439.179 tys. zł i uległa zwiększeniu o 65.203 tys. zł tj. o 4,7% w relacji do stanu na koniec grudnia 2010 r. Wynika to głównie ze zwiększenia rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 37.259 tys. zł i rezerwy na pozostałe zobowiązania i obciążenia o 12.851 tys. zł. Zwiększeniu uległy również zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych. Ponadto zwiększeniu uległy kredyty i pożyczki w związku z pożyczką z NFOŚiGW na budowę MEW Oborniki w spółce Elektrownie Wodne przy jednoczesnym spłaceniu części kredytu przez Elektrownię Kozienice.

Zobowiązania krótkoterminowe ukształtowały się na poziomie 1.478.556 tys. zł i zmniejszyły się o 107.702 tys. zł (o 6,8%) w porównaniu do stanu na koniec roku ubiegłego, głównie w związku ze spadkiem zobowiązań z tytułu dostaw i usług, zmniejszenia rezerwy na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia, zobowiązań z tytułu bieżącego podatku dochodowego. Jednocześnie nastąpił wzrost zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek, świadczeń pracowniczych oraz rezerwa na świadectwa pochodzenia energii.

Sytuacja pieniężna

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych w tys. zł	Na dzień		Dynamika	Odchylenie
	30 września 2010 r.	30 września 2011 r.		
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	989 579	1 048 318	105,9%	58 739
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-630 462	-767 406	121,7%	-136 944
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-202 637	-217 102	107,1%	-14 465
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	156 480	63 810	40,8%	-92 670
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	1 059 023	963 437	91,0%	-95 586

Stan środków pieniężnych Grupy na koniec września 2011 r. wyniósł 963.437 tys. zł i był niższy o 95.586 tys. zł od poziomu osiągniętego na koniec września 2010 r. (1.059.023 tys. zł).



Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 1.048.318 tys. zł w okresie 9 miesięcy 2011 r. i są wyższe o 58.739 tys. zł niż w okresie porównywalnym 2010 r. (989.579 tys. zł). Wzrost ten spowodowany był przede wszystkim wzrostem wyniku finansowego, wzrostem zapasów, spadkiem rozliczeń dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych oraz pozostałych rezerw, wyższą zmianą zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań w porównaniu do zmian jakie miały miejsce w okresie 9 miesięcy 2010 r.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wyniosły -767.406 tys. zł w okresie 9 miesięcy 2011 r. i były niższe się o 136.944 tys. zł w stosunku do analogicznego okresu 2010 r., które wyniosły -630.462 tys. zł. Spowodowane to było głównie zwiększeniem wartości nabycia rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych i nabyciem aktywów finansowych.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły -217.102 tys. zł w okresie 9 miesięcy 2011 r. natomiast w okresie 9 miesięcy 2010 r. -202.637 tys. zł. Zmiana w wysokości -14.465 tys. zł była spowodowana głównie wyższymi wydatkami związanymi z wypłatą dywidendy dla akcjonariuszy.

Analiza wskaźnikowa

Wskaźniki finansowe

Wyszczególnienie	wyk.	wyk.
	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.
WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI		
ROE - stopa zwrotu z kapitału własnego		
<i>zysk (strata) brutto</i>	9,5%	11,5%
<i>kapitał własny</i>		
ROA - stopa zwrotu z aktywów		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	6,5%	7,8%
<i>aktywa całkowite</i>		
Rentowność netto		
<i>zysk (strata) netto</i>	9,4%	10,1%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Rentowność operacyjna		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	10,5%	10,8%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Rentowność EBITDA		
<i>zysk (strata) operacyjny + amortyzacja</i>	18,9%	18,1%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		



WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ		
Wskaźnik bieżącej płynności		
<i>aktywa obrotowe</i>	3,2	2,7
<i>zobowiązania krótkoterminowe</i>		
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi		
<i>kapitał własny</i>	116,5%	111,7%
<i>aktywa trwałe</i>		
Wskaźnik zadłużenia ogólnego		
<i>zobowiązania ogółem</i>	21,7%	21,9%
<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	36
<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>	60	48
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		
Cykl rotacji zapasów w dniach		
<i>śr.stan zapasów x liczba dni</i>	17	15
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		

W okresie 9 miesięcy 2011 r. Grupa wypracowała dodatni wynik finansowy i osiągnęła dodatnią wartość wskaźników rentowności. Rentowność EBITDA wyniosła 18,1% i ukształtowała się na niższym poziomie w porównaniu do wykonania okresu 9 miesięcy 2010 r. (18,9%).

Rentowność netto osiągnięta przez Grupę w okresie 9 miesięcy 2011 r. wyniosła 10,1% i zwiększyła się w stosunku do rentowności uzyskanej w okresie 9 miesięcy 2010 r. o 0,7 punktu procentowego.

Nastąpił wzrost efektywności działania Grupy mierzony wskaźnikami aktywności gospodarczej ROE i ROA. Wskaźnik ROE za okres 9 miesięcy 2010 r. wyniósł 9,5% i uległ zwiększeniu do 11,5% za okres 9 miesięcy 2011 r., co wynika z osiągnięcia wyższego zysku przed opodatkowaniem w analizowanym okresie niż w roku ubiegłym. Wskaźnik ROA zwiększył się z 6,5% w okresie 9 miesięcy 2010 r. do 7,8% w okresie 9 miesięcy 2011 r., co jest konsekwencją osiągnięcia wyższego zysku operacyjnego.



Grupa posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł w okresie 9 miesięcy 2011 r. 2,7. Jego poziom wynika z wysokiego stanu aktywów obrotowych w związku z ulokowaniem w aktywach finansowych środków uzyskanych z emisji akcji na GPW w 2008 r.

Obliczony na dzień 30 września 2011 r. wskaźnik rotacji należności ukształtował się na niższym poziomie w porównaniu do ubiegłego roku i wyniósł 36 dni, natomiast cykl rotacji zobowiązań na dzień 30 września 2011 r. osiągnął poziom 48 dni, a więc o 12 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 15 dni w okresie 9 miesięcy 2011 r., co oznacza szybszą o 2 dni rotację zapasów niż w roku ubiegłym.

Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na koniec września 2011 r. 21,9% natomiast wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 30 września 2011 r. 111,7% (na dzień 30 września 2010 r. 116,5%).

IX. 2. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w okresie 9 miesięcy 2011 r. w porównaniu do 9 miesięcy 2010 r.

Rachunek zysków i strat ENEA S.A.

Dane w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	4 905 842	4 355 462	88,8%	-550 380
Podatek akcyzowy	192 296	169 143	88,0%	-23 153
Przychody ze sprzedaży netto	4 713 546	4 186 319	88,8%	-527 227
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	4 572 386	4 116 505	90,0%	-455 881
Pozostałe przychody operacyjne	6 504	12 527	192,6%	6 023
Pozostałe koszty operacyjne	20 317	23 692	116,6%	3 375
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-473	123	x	596
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	0	5 634	x	5 634
Zysk / strata operacyjny	126 874	53 138	41,9%	-73 736
Przychody finansowe	88 996	98 660	110,9%	9 664
Przychody z tytułu dywidend	193 888	236 339	121,9%	42 451
Koszty finansowe	4 413	4 867	110,3%	454
Zysk/ strata brutto	405 345	383 270	94,6%	-22 075



Podatek dochodowy	45 684	31 767	69,5%	-13 917
Zysk/ strata netto	359 661	351 503	97,7%	-8 158
EBIDTA	139 915	65 923	47,1%	-73 992

Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto ENEA S.A. wyniosły w okresie sprawozdawczym 4.355.462 tys. zł, co w stosunku do 9 miesięcy 2010 r. stanowi spadek o 550.380 tys. zł, tj. o 11,2%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w okresie 9 miesięcy 2011 r.

Dane w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży brutto	4 905 842	4 355 462	88,8%	-550 380
<i>z tego:</i>		0		
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji odbiorcom końcowym	4 479 968	4 195 957	93,7%	-284 011
<i>z tego:</i>				
<i>Sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym</i>	3 043 388	2 931 806	96,3%	-111 582
<i>Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe</i>	1 436 579	1 264 150	88,0%	-172 429
Sprzedaż energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych	230 014	0	x	-230 014
Sprzedaż energii elektrycznej innym podmiotom	171 232	120 483	70,4%	-50 749
Sprzedaż usług	42 443	44 322	104,4%	1 879
Pozostałe przychody	-17 815	-5 300	29,8%	12 515

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

- niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, które stanowią 67,3% przychodów ze sprzedaży wyniosły w okresie 9 miesięcy 2011 r. 2.931.806 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do ubiegłego roku o 111.582 tys. zł, tj. o 3,7%. Spowodowane zostało to niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 643 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 2,0%. Najwyższy spadek wolumenu sprzedanej energii elektrycznej (o 326 GWh) przy wzroście średniej ceny (o 0,7%) wystąpił w grupie klientów objętych taryfą C. W zespole grup taryfowych A i B zanotowano spadek wolumenu sprzedaży o 300 GWh oraz spadek ceny



o 0,5%, natomiast w grupie taryfowej G wolumen sprzedaży zmniejszył się w niewielkim stopniu natomiast średnia cena wzrosła o 8,2%.

- przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe, które na koniec okresu 9 miesięcy stanowiły 29,0% wartości przychodów ze sprzedaży w analizowanym okresie osiągnęły wartość 1.264.150 tys. zł i uległy zmniejszeniu w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego o 172.429 tys. zł, tj. o 12,0%. Spadek tych przychodów spowodowany jest w znaczącej mierze rozdzielaniem umów kompleksowych na osobne umowy sprzedaży energii i usługi 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 usług dystrybucji (przekroczenia mocy, standardów jakościowych itd.). Ponadto spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wynika z faktu, że część odbiorców przyłączonych do sieci ENEA Operator zmieniła sprzedawcę (przy jednoczesnym pozyskaniu przez ENEA S.A. 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 120.483 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do okresu porównywalnego w 2010 r. o 50.749 tys. zł, tj. o 29,6%, co wynika z mniejszej ilości sprzedanej energii o 282 GWh przy jednoczesnym wzroście średnie ceny o 1,6%.
- Na pozycję pozostałych przychodów składają się z głównej mierze szacowane przychody sprzedaży statystycznej.

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W okresie 9 miesięcy 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wyniosły 4.116.505 tys. zł i zmniejszyły się o 455.881 tys. zł, tj. o 10,0% w stosunku do okresu porównywalnego z 2010 r.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w okresie 9 miesięcy 2011 r.

Dane w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	4 572 386	4 116 505	90,0%	-455 881
<i>z tego:</i>				
Koszty zakupu en. el. na potrzeby odsprzedaży	2 980 317	2 666 212	89,5%	-314 105
<i>w tym: zakup świadectw pochodzenia</i>	383 767	353 471	92,1%	-30 296
<i>wartość energii niezbilansowanej</i>	0	73 342	x	73 342
Koszt świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych o dostawę energii i usług dystrybucyjnych	1 433 161	1 261 216	88,0%	-171 945
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	13 041	12 785	98,0%	-256



Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	2 685	4 116	153,3%	1 431
Inne usługi obce	96 699	123 192	127,4%	26 493
Koszty świadczeń pracowniczych	39 177	41 371	105,6%	2 194
Podatki i opłaty	7 306	7 613	104,2%	307

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

- Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby odsprzedaży, które wyniosły 2.666.212 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do 9 miesięcy 2010 r. o 314.105 tys. zł, tj. o 10,5%, na skutek niższego wolumenu zakupionej energii o 2.065 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 o 5,4% w stosunku do okresu porównywalnego z 2010 r.
- Koszty świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych, które w analizowanym okresie wyniosły 1.261.216 tys. zł zmniejszyły się w stosunku do okresu porównywalnego o 171.945 tys. zł, tj. o 12,0%, co wynika z mniejszej realizacji sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe.
- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 123.192 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do wykonania okresu porównawczego roku ubiegłego o 26.493 tys. zł, tj. o 27,4%, co było spowodowane przede wszystkim wyższymi kosztami związanymi z reklamą (wyższe o 18.777 tys. zł, tj. o 147% w stosunku do okresu porównywalnego) oraz kosztami prowizji na rzecz spółek: ELKO Trading (2.987 tys. zł) oraz ENEA Centrum (2.772 tys. zł), co wynika z wydzielenia od 1 sierpnia br. działalności związanej z handlem hurtowym i obsługą klienta.
- Koszty świadczeń pracowniczych w analizowanym okresie 2011 r. wyniosły 41 371 tys. zł i zwiększyły się o 2 194 tys. zł, tj. o 5,6%, co wynika głównie ze wzrostu kosztów wynagrodzeń z narzutami o 8.397 tys. zł. Jednocześnie nastąpiło zmniejszenie stanu rezerw z tytułu ekwiwalentu energetycznego o 7.147 tys. zł. Średnie zatrudnienie wzrosło z 417 etatów w okresie 9 miesięcy 2010 r. do 496 etatów w okresie 9 miesięcy 2011 r. co wynika z przejęcia przez ENEA S.A. od spółki ENEA Operator czynności związanych z obsługą klienta oraz pracowników zajmujących się tymi zadaniami od marca 2010 r. do 1 sierpnia 2011 r. (przejście pracowników do spółki ENEA Centrum). W związku z powyższym nastąpił wzrost kosztów odpisu na ZFŚS.

IX. 3. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w okresie 9 miesięcy 2011 r. w porównaniu do okresu 9 miesięcy 2010 r.

Rachunek zysków i strat ENEA Operator

Dane w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 953 835	2 022 859	103,5%	69 024
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 687 657	1 740 414	103,1%	52 757
Pozostałe przychody operacyjne	28 361	70 305	247,9%	41 944



Pozostałe koszty operacyjne	12 453	29 998	240,9%	17 545
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-2 682	-183	6,8%	2 499
Zysk / strata operacyjny	279 404	322 569	115,4%	43 165
Przychody finansowe	8 022	5 956	74,2%	-2 066
Przychody z tytułu dywidend	0	0	x	0
Koszty finansowe	8 194	9 044	110,4%	850
Zysk / strata brutto	279 232	319 481	114,4%	40 249
Podatek dochodowy	55 812	64 045	114,8%	8 233
Zysk / strata netto	223 420	255 436	114,3%	32 016
EBITDA	554 441	588 691	106,2%	34 250

Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły w okresie sprawozdawczym 2.022.860 tys. zł, co w stosunku do okresu 9 miesięcy 2010 r., co stanowi wzrost o 69.025 tys. zł, tj. o 3,5%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w okresie 9 miesięcy 2011 r.

Dane w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 953 835	2 022 860	103,5%	69 025
<i>z tego:</i>				
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, w tym:	1 782 614	1 837 550	103,1%	54 936
<i>umowy kompleksowe</i>	1 436 564	1 264 131	88,0%	-172 433
<i>umowy pozostałe</i>	346 050	573 419	165,7%	227 369
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	2 377	2 549	107,2%	172
Sprzedaż usług dystrybucji wynikająca z systemu rozliczeń WO i DO	-1 483	-1 361	91,8%	121
Opłaty za przyłączenie do sieci	75 673	84 654	111,9%	8 982



Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	4 858	4 957	102,0%	99
Przychody z tytułu usług	73 148	75 772	103,6%	2 624
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	13 831	17 215	124,5%	3 383
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	2 816	1 525	54,2%	-1 291

Na wzrost przychodów ze sprzedaży w okresie 9 miesięcy 2011 r. o 69.025 tys. zł w stosunku do okresu porównawczego złożyły się przede wszystkim:

- wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, które stanowią 90,8% przychodów ze sprzedaży. Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w okresie 9 miesięcy 2011 r. osiągnęły wartość 1.837.550 tys. zł, co stanowi wzrost w porównaniu do analogicznego okresu o 54.936 tys. zł, tj. o 3,1%. Wzrost przychodów w stosunku do analogicznego okresu spowodowany został wzrostem wolumenu dostawy o 183 GWh i wzrostem średniej ceny o 1,6%.
- wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenia do sieci, które wyniosły w okresie 9 miesięcy 2011 r. 84.654 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do okresu porównywalnego o 8.982 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 17.215 tys. zł i zwiększyły się w porównaniu do okresu 9 miesięcy roku ubiegłego o 3.383 tys. zł, na co przede wszystkim wpłynęła większa ilość oddanej energii elektrycznej do sąsiednich spółek dystrybucyjnych o 61 GWh, wzrost mocy umownej w węzłach sieci NN oraz wzrost średniej ceny sprzedaży o 9,0%.

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W okresie 9 miesięcy 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły 1.740.414 tys. zł i zwiększyły się o 52.757 tys. zł, tj. o 3,1% 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	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 687 657	1 740 414	103,1%	52 757
<i>z tego:</i>				
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	275 037	266 122	96,8%	-8 915
Koszty świadczeń pracowniczych	379 686	397 484	104,7%	17 798
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	36 446	37 828	103,8%	1 382



Zakup energii na potrzeby sprzedaży	260 654	270 005	103,6%	9 351
Koszty usług przesyłowych	515 486	532 865	103,4%	17 379
Inne usługi obce	136 755	150 578	110,1%	13 823
Podatki i opłaty	83 593	85 532	102,3%	1 939

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA Operator wpływają głównie:

- koszty świadczeń pracowniczych, które w okresie analizowanym wynosiły 397.484 tys. zł i były wyższe od okresu porównywalnego w 2010 r. o 17.798 tys. zł. Różnica ta wynika przede wszystkim z utworzenia rezerwy na PDO, zwiększającej koszty wynagrodzeń osobowych o 19.500 tys. zł. Jednocześnie zmniejszeniu uległy rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne.
- koszty usług przesyłowych wyższe o 17.379 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 9.351 tys. zł, co wynika przede wszystkim z wyższej średniej ceny zakupu energii w 2011 r. oraz wyższego wolumenu energii służącego do bieżącego rozliczenia jednostki grafikowej na Rynku Bilansującym
- inne usługi obce, które w analizowanym okresie sprawozdawczym zwiększyły się o 13.823 tys. zł i wyniosły 150.578 tys. zł. Wynika to przede wszystkim z wyższych kosztów inkasenckich i technicznej obsługi odbiorców, wyższych kosztów pocztowych (zmiana polityki windykacyjnej), oraz zwiększonych kosztów przeglądów, napraw i wycinki drzew pod liniami.
- amortyzacja, uległa obniżeniu o 8.915 tys. zł w stosunku do okresu porównywalnego, głównie ze względu na weryfikację stawek amortyzacyjnych oraz na niższe koszty niskocennych środków trwałych.

IX. 4. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Kozienice w okresie 9 miesięcy 2011 r. w porównaniu do okresu 9 miesięcy 2010 r.

Rachunek zysków i strat Elektrowni Kozienice

Dane w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 815 040	2 156 313	118,8%	341 273
Podatek akcyzowy	-3 591	16	x	3 607
Przychody ze sprzedaży netto	1 818 631	2 156 297	118,6%	337 666
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 598 748	1 808 142	113,1%	209 394
Pozostałe przychody operacyjne	10 064	22 098	219,6%	12 034
Pozostałe koszty operacyjne	23 964	29 642	123,7%	5 678



Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-597	-243	40,7%	354
Zysk / strata operacyjny	205 386	340 368	165,7%	134 982
Przychody finansowe	12 835	25 123	195,7%	12 288
Przychody z tytułu dywidend	578	1 282	221,8%	704
Koszty finansowe	9 634	12 144	126,1%	2 510
Zysk/ strata brutto	209 165	354 629	169,5%	145 464
Podatek dochodowy	43 741	72 664	166,1%	28 923
Zysk/ strata netto	165 424	281 965	170,4%	116 541
EBITDA	386 549	530 194	137,2%	143 645

Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto Elektrowni Koźlenice wyniosły w analizowanym okresie sprawozdawczym 2.156.313 tys. zł, co w stosunku do 9 miesięcy 2010 r. stanowi wzrost o 341.273 tys. zł, tj. o 18,8%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w okresie 9 miesięcy 2011 r.

Dane w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży brutto	1 815 040	2 156 313	118,8%	341 273
<i>z tego:</i>				0
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym:	1 725 048	1 946 676	112,8%	221 627
<i>umowy z ENEA</i>	1 011 193	0	x	-1 011 193
<i>umowy pozostałe</i>	713 855	1 946 676	272,7%	1 232 820
Przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych	15 580	2 472	15,9%	-13 108
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	56 336	75 350	133,7%	19 013
Przychody ze sprzedaży ciepła	4 394	4 083	92,9%	-311



Przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży	3 514	118 659	3376,4%	115 145
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	10 167	9 073	89,2%	-1 094

Na odchylenie w przychodach ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wpłynęły głównie:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, które stanowią 90,3% przychodów ze sprzedaży, wyniosły w analizowanym okresie 1.946.676 tys. zł.; przychody te zwiększyły się w stosunku do analogicznego okresu 2010 r. o 221.627 tys. zł, tj. o 12,8%, od 9 sierpnia 2010 r. znowelizowane Prawo energetyczne wymusza obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice w trybie publicznym, w związku z tym w 2011 r. nie występuje sprzedaż energii do ENEA S.A.; w okresie 9 miesięcy 2011 r. wolumen sprzedaży energii elektrycznej wyniósł 9.719 GWh i wzrósł w stosunku do okresu porównywalnego o 832 GWh (głównie w ramach koncesji na obrót), jednocześnie zwiększeniu uległa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej o 3,1%. Produkcja energii elektrycznej wyniosła w okresie 9 miesięcy 2011 r. 8.827 GWh i była niższa w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 330 GWh, przy jednoczesnym wzroście produkcji ze źródeł odnawialnych (biomasa) o 51 GWh.
- przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży zwiększyły się o 115.145 tys. zł, co wynika z realizacji w analizowanym okresie sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO₂.
- przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia były wyższe o 19.013 tys. zł niż w analogicznym okresie 2010 r., co spowodowane było większą produkcją energii ze źródeł odnawialnych - spalanie biomasy.
- 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 porównywanym okresie 2010 r. została rozpoznana na poziomie korekty rocznej za 2009 r., natomiast w analizowanym okresie 2011 r. analogicznie na poziomie korekty rocznej za 2010 r.

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W okresie 9 miesięcy 2011 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wyniosły 1.808.142 tys. zł i zwiększyły się o 209.394 tys. zł, tj. o 13,1% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w okresie 9 miesięcy 2011 r.

Dane w tys. zł	9 m-cy 2010 r.	9 m-cy 2011 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 598 748	1 808 142	113,1%	209 394
<i>z tego:</i>				
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	181 163	189 826	104,8%	8 663
Koszty świadczeń pracowniczych	173 108	173 983	100,5%	875



Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	1 011 810	1 035 614	102,4%	23 804
Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży	68 283	270 440	396,1%	202 157
Koszty usług przesyłowych	2 062	1 902	92,2%	-160
Inne usługi obce	116 778	90 120	77,2%	-26 658
Podatki i opłaty	45 544	46 257	101,6%	713

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez Elektrownię Kozienice wpływają głównie:

- koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży wyniosły 270.440 tys. zł i zwiększyły się o 202.157 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 1.035.614 tys. zł i zwiększyły się o 23.804 tys. zł, tj. o 2,4%, co wynika ze wzrostu kosztów zużycia biomasy o 18.032 tys. zł, w związku z wyższą produkcją energii z biomasy oraz wyższym średnim kosztem zużycia biomasy (z transportem) o 6%; dodatkowo zwiększeniu uległy koszty pozostałych materiałów (o 48.620 tys. zł), co wynika głównie z wyższych kosztów uprawnień do emisji CO₂; jednocześnie zanotowano spadek kosztów zużycia węgla (o 40.334 tys. zł) na skutek niższej produkcji energii elektrycznej przy cenie węgla z transportem na poziomie roku ubiegłego,
- koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 90 120 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do wykonania roku ubiegłego o 26 658 tys. zł, tj. o 22,8%, co było spowodowane głównie niższymi kosztami remontów (o 22 888 tys. zł) oraz niższymi kosztami transportu węgla (o 6 189 tys. zł). Wyższe niż w okresie porównywalnym były koszty ubezpieczeń majątkowych, usług doradczych oraz usług związanych z reklamą.

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 ENEA S.A.

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.

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.

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.

Emisja powyższych zanieczyszczeń realizowana była w ramach dopuszczalnych wartości stężeń miesięcznych i 48-godzinnych określonych pozwoleniem zintegrowanym, emisja zapewnia również dotrzymanie masowych, rocznych wartości dopuszczalnych.

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

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

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 odpylania. Obecnie trwa kolejny etap wymiany tych urządzeń. W 2010 r. wymieniono elektrofiltr na bloku 500 MW nr 10, a w roku bieżącym wymieniany jest 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 dotrzymywanie obowiązujących norm dopuszczalnych. Emisję tlenków azotu na poziomie aktualnie obowiązujących standardów zapewniają zrealizowane w latach poprzednich instalacje pierwotnej redukcji – palniki niskoemisyjne. W roku bieżącym 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.

Gospodarka odpadami

W zakresie gospodarki odpadami Elektrownia Kozienice realizuje działania zmierzające do jak największego wykorzystania wytwarzanych odpadów. W III kwartale 2011 r. zagospodarowano ok. 86,4% wytworzonych odpadów paleniskowych oraz ok. 100% gipsu powstałego z procesu odsiarczania spalin. Elektrownia Kozienice 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 spalanego węgla oraz własnego laboratorium chemicznego posiadającego certyfikat akredytacji.

Produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii umożliwi instalacja do współspalania biomasy stałej. Na 2011 r. zaplanowano zakończenie budowy instalacji do współspalania biomasy płynnej. Natomiast jej eksploatacja i spalanie gliceryny technicznej będzie możliwe po uzyskaniu przez Elektrownię stosownej decyzji formalno-prawnej, co z kolei wiąże się ze zmianą ustawy o odpadach, mającej na celu transpozycję do prawa polskiego Dyrektywy unijnej 2008/98 w sprawie odpadów.

W III kwartale 2011 r. do spalania wykorzystano 44.094 Mg biomasy. Taka ilość spalanej biomasy skutkuje „uniknięciem emisji” dwutlenku węgla w wysokości 71.317 Mg. Wartość uprawnień odpowiadająca emisji unikniętej to kwota ok. 3.596 tys. zł (średnia kwartalna cena EUA=12,15 €/Mg; średni kwartalny kurs Euro: 1€=4,1508 zł.)

Dzięki wykonanej modernizacji części nisko – prężnej turbin na blokach 200 MW i 500 MW oraz części wysoko – prężnej turbin na blokach 500 MW skutecznie ograniczyliśmy jednostkowe zużycie węgla, a tym samym zredukowaliśmy emisję CO₂ do atmosfery.

Obecnie realizowane inwestycje w Elektrowni Kozienice

W III kwartale 2011 r. kontynuowano realizację planu inwestycyjnego w ramach którego prowadzono między innymi następujące inwestycje:

- modernizację bloku nr 4, w tym między innymi wymianę elektrofiltru, modernizację części ciśnieniowej kotła, modernizację turbozespołu i automatyki bloku;
- modernizację systemu wyprowadzenia mocy z bloków 500 MW nr 9 i 10;
- budowę nowego komina nr 5 do odprowadzania spalin z instalacji odsiarczania IOS I i IOS III;
- realizację kolejnego etapu budowy instalacji dozowania biomasy;
- modernizację poziomej galerii nawęglania bloków 2x500 MW;
- modernizację składowiska popiołu i żużla.

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 1.000 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 Spółki Elektrownia 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. 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” realizowane jest w ramach



nowo powołanego Pionu Budowy Bloku zgodnie z przepisami Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych.

Nowy blok będzie jedenastym blokiem w Elektrowni Kozienice. Blok energetyczny 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 kominową wraz z układem odzysku ciepła z odprowadzanych spalin.

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 dla Elektrowni Kozienice na budowę Bloku Energetycznego Nr 11 o mocy do 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” planowane jest na I kwartał 2012 r.

Zdywersyfikowany portfel klientów

Portfel klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną jest w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Według stanu na dzień 30 września 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 III kwartale 2011 r. przychód ze sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców wyniósł około 1,9% łącznych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców około 10,5%.

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 III 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 Grupy dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych z Odnawialnych Źródeł Energii (Elektrownie Wodne) rozwija lub jest zainteresowana nabyciem projektów farm wiatrowych znajdujących się na różnym etapie zaawansowania o łącznej mocy zainstalowanej około 124 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.



Program emisji obligacji

W dniu 9 sierpnia 2011 r. ENEA S.A. (tu jako: Gwarant) zawarła z ENEA Operator (tu jako: Emitent obligacji) i Instytucją Finansową (Agent Płatniczy i Depozytariusz) Umowę Programu Emisji Obligacji na kwotę 500.000.000 zł. (słownie: pięćset milionów złotych). W tym samym dniu ENEA S.A. (Gwarant) zawarła z ENEA Operator (Emitent obligacji) Umowę Gwarancji. Powyższe umowy zostały zawarte na okres 10 lat. Obligacje emitowane w ramach Programu Emisji Obligacji są obligacjami w rozumieniu Ustawy o obligacjach z dnia 29 czerwca 1995 r. (Dz. U. z 2001 r., nr 120, poz. 1300, z późn. zm.). Program Emisji Obligacji ustanowiony na podstawie w/w Umowy przewiduje wielokrotne emisje Obligacji dokonywane przez Emitenta obligacji w trybie skierowania propozycji nabycia obligacji do Gwaranta. Emitent obligacji będzie miał prawo emitować Obligacje w okresie jednego roku od dnia zawarcia Umowy. Przedmiotem Umowy Gwarancyjnej jest zobowiązanie się Gwaranta do nabywania Obligacji emitowanych przez Emitenta obligacji w ramach Programu Emisji Obligacji. Obligacje emitowane w ramach Programu Emisji Obligacji są oprocentowane w oparciu o zmienną stopę procentową. Środki pozyskane przez ENEA Operator z emisji Obligacji, w ramach Programu Emisji Obligacji zostaną przeznaczone na sfinansowanie nakładów inwestycyjnych związanych z rozbudową i modernizacją infrastruktury energetycznej.

Gwarancje bankowe

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.

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.

Sprzedaż odbiorcom końcowym

Oferujemy swoim klientom usługi kompleksowe (sprzedaż energii oraz usługi dystrybucji) w ramach następujących zespołów grup taryfowych określonych w taryfach dla energii elektrycznej:



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

Oferta kierowana jest do odbiorców na rynku krajowym.

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

Z reguły ENEA S.A. zawiera umowy kompleksowe na czas nieokreślony, natomiast umowy sprzedaży energii (bez usługi dystrybucji energii), w tym umowy z odbiorcami przyłączonymi do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator, są najczęściej zawierane na czas określony. Okres wypowiedzenia w umowach kompleksowych zawartych na czas nieokreślony najczęściej ustalany jest na jeden miesiąc, rzadziej na dwa, trzy lub sześć miesięcy.

Sprzedaż pozostałym odbiorcom

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

Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym

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



Wyszczególnienie	Sprzedaż energii [MWh]		
	I kwartał 2011 r.	II kwartał 2011 r.	III kwartał 2011 r.
Zespół grup taryfowych A	570 395	434 124	561 921
Zespół grup taryfowych B	1 323 354	1 245 492	1 238 552
Zespół grup taryfowych C	898 825	725 361	663 099
Zespół grup taryfowych G	1 246 788	1 086 459	1 022 740
RAZEM	4 039 362	3 491 436	3 486 312

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.
Zespół grup taryfowych A	132 873,2	98 830,6	131 067,6
Zespół grup taryfowych B	355 665,2	323 196,5	323 136,4
Zespół grup taryfowych C	264 888,6	212 466,8	198 077,6
Zespół grup taryfowych G	323 636,8	292 333,1	275 633,6
RAZEM	1 077 063,8	929 827,0	927 915,4

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 28 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego (str. 36-41 niniejszego raportu).



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.

W dniu 8 lipca 2011 r. odbyło się, przy udziale mediatora, spotkanie Zarządu ENEA Operator z organizacjami związkowymi działającymi w tej spółce zależnej, na którym podpisano porozumienie kończące spór zbiorowy w zakresie wynagrodzeń w ENEA Operator w 2011 r.

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. 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 rok przychody w wysokości 15.580 tys. zł zostały ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w pozycji przychody ze sprzedaży jako kwota prawdopodobnych przychodów. Dnia 30 września 2010 r.



Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2009 r. w wysokości 15.580 tys. zł od Zarządcy Rozliczeń S.A.

Na rok 2010 Elektrownia wnioskuje o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 0 zł. W roku 2010 przychody z tytułu rekompensat za 2010 r. nie zostały rozpoznane (w sprawozdaniu ujęto jedynie kwotę korekty rocznej za 2009 r.). Dnia 29 lipca 2011 r. Prezes URE ustalił kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych za 2010 r. w wysokości 2.472 tys. zł. Ponieważ także ta decyzja jest niekorzystna dla Elektrowni, w dniu 18 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 października 2011 r. Zarządca Rozliczeń S.A. dokonał wpłaty zaliczek za trzy kwartały 2011 r. w łącznej wysokości 2.625 tys. zł. W okresie styczeń-wrzesień 2011 r. rozpoznano przychody z tytułu rekompensat jedynie 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.

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.

Informacja o transakcjach zabezpieczających ryzyko walutowe

Transakcje zabezpieczające ryzyko walutowe prowadzi jedna ze spółek zależnych - Elektrociepłownia Białystok S.A. Sprzedała ona nadwyżkę uprawnień do emisji CO₂ dotyczącą limitu na lata 2008-2012 w kontraktach terminowych. Umowy zostaną zrealizowane w grudniu 2011 r. i grudniu 2012 r. - są to transakcje w euro. Aby się zabezpieczyć przed ryzykiem walutowym spółka zawarła transakcje forward sprzedaży EUR. Transakcje zakupu USD związane są z zakupem surowca - węgla. Umowy węglowe rozliczane są m.in. w USD.

Zaopatrzenie w węgiel

Głównym dostawcą węgla kamiennego do Elektrowni jest spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która dostarczyła w pierwszych trzech kwartałach 2011 r. w przybliżeniu 2,1 mln ton, co stanowi ponad 57% zakupionego surowca w ujęciu ilościowym. Ponadto Elektrownia w zakresie dostaw węgla energetycznego współpracuje z Katowickim Holdingiem Węglowym S.A.; Jastrzębską Spółką Węglową S.A.; Kompanią Węglową S.A. Jedynym dostawcą paliwa rozpałkowego do Elektrowni Kozienice w pierwszych trzech kwartałach 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 zawieszony lub przerwane z innego powodu (np. w wyniku strajku pracowników kopalń), Elektrownia Kozienice może zostać zmuszona do sprowadzania węgla z odleglejszych terenów po wyższych cenach, wstrzymania lub ograniczenia wytwarzania energii elektrycznej do czasu wznowienia dostaw węgla lub przystosowania swoich aktywów wytwórczych do wykorzystywania alternatywnych paliw, co może spowodować wzrost ponoszonych przez nią kosztów. Wzrost kosztów w Elektrowni Kozienice 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.

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. Ponad 90% dostaw tego surowca do Elektrowni Kozienice jest realizowanych przez państwowego przewoźnika PKP Cargo, największego przewoźnika kolejowego w Polsce. Potencjał przewozowy pozostałych przewoźników jest w wielu przypadkach niewystarczający do zaspokojenia naszych potrzeb w zakresie transportu węgla. Nie ma pewności, że w przypadku wystąpienia nieprzewidzianych zakłóceń w działalności PKP Cargo lub w przypadku rozwiązania umowy z PKP Cargo, będziemy w stanie zapewnić ciągłość dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice, w wyniku czego możemy zostać zmuszeni do, choćby przejściowego, ograniczenia produkcji energii elektrycznej, co z kolei może mieć negatywny wpływ na nasze przychody.

Relokacja siedziby ENEA S.A.

W najbliższym czasie planowana jest zmiana siedziby ENEA S.A. W grudniu br. nową siedzibą będzie budynek Skalar Office Center zlokalizowany w Poznaniu u zbiegu ulic: Góreckiej i Hetmańskiej. Biura ENEA S.A. w Skalarze będą zlokalizowane na 3 i 4 kondygnacji i zajmą ok. 4 tys. metrów kwadratowych. Właściciel biurowca przygotowuje obecnie powierzchnię zgodnie z określonymi wymaganiami. Wraz z ENEA S.A. siedzibę zmieni również ENEA Centrum S.A., która obejmie część powierzchni biurowej zlokalizowanej na 3 piętrze. Najem powierzchni biurowej dla nowej siedziby ENEA S.A. jest skorelowany w czasie z oddaniem w najem obecnie zajmowanego budynku przy Nowowiejskiego 11 w Poznaniu. Należy podkreślić, że wynajęcie biurowca przy Nowowiejskiego 11 zminimalizuje koszty najmu powierzchni w Skalar Office Center. Dzięki przeniesieniu do Skalar Office Center znacząco poprawią się warunki pracy. Ponadto zostaną skonsolidowane zasoby spółki w ramach trzech, a nie jak dotychczas siedmiu lokalizacji w Poznaniu, co z pewnością korzystnie wpłynie na efektywność pracy i szybkość komunikacji.



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

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 – obszary, w którym będziemy się koncentrować na:**
 - zapewnieniu zrównoważonego zarządzania kapitałem ludzkim,
 - zapewnieniu dialogu ze społecznością lokalną i uwzględnieniu jej głosu w działalności biznesowej,
 - promowaniu rozwiązań i zachowań pro środowiskowych.

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

- Centrum Korporacyjne,
- Wytwarzanie w oparciu o paliwa kopalne oraz źródła odnawialne,
- Obrót hurtowy,
- Sprzedaż,
- Dystrybucja,
- Centrum usług wspólnych.

Stworzenie obok podstawowych obszarów biznesowych dodatkowo pionów centrum korporacyjnego i centrum usług wspólnych ma usprawnić zarządzanie Grupą i umożliwić uzyskanie synergii



kosztowych wynikających z centralnego zarządzania działalnością Grupy i spójnego systemu obsługi klientów.

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 Kozienice, 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 Kozienice, 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/spótek celowych (zawiązanych przez deweloperów w celu realizacji projektu) po uzyskaniu dla projektu/spółki celowej prawomocnego pozwolenia na budowę lub zakup gotowych farm wiatrowych i elektrowni biogazowych „pod klucz”. Nabyte do tej pory przez nas ciepłownie mają być modernizowane i przekształcane w elektrociepłownie, w tym również w opalane biomasą, które będą wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w kogeneracji, co umożliwi nam uzyskanie dodatkowych świadectw pochodzenia energii.

W 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 wariantie bazowym ok. 18,7 mld zł. do 2020 r. na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne (około 39,4%



łącznych nakładów inwestycyjnych), dystrybucję (około 34,4% łącznych nakładów inwestycyjnych) oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji (około 26,2% łącznych nakładów inwestycyjnych).

W obszarze wytwarzania konwencjonalnego naszym głównym celem jest wybudowanie nowego bloku opalanego węglem kamiennym o mocy ok. 1.000 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, którego wyłonienie planujemy na I kwartał 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 przyłączenia 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.

W 2010 r. wydatki inwestycyjne w obszarze dystrybucji wyniosły 583,3 mln zł, w stosunku do zaplanowanych 575 mln zł. Natomiast w I półroczu 2011 r. wydatki inwestycyjne w obszarze dystrybucji wyniosły ponad 217,5 mln zł, co stanowi 99,7% w stosunku do nakładów planowanych na koniec II kwartału 2011 r. oraz 27,1% całkowitych nakładów planowanych do realizacji w 2011 r.

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

W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej zakładamy rozbudowę mocy wytwórczych. Planujemy osiągnąć do 2020 r. 250-350 MW mocy zainstalowanej w wietrze. Równocześnie podjęliśmy decyzję o realizacji inwestycji w moce biogazowe, planując osiągnięcie w tym obszarze mocy około 40-60 MW w 2020 r.

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

W marcu 2011 r. spółka Grupy dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych Grupy z Odnawialnych Źródeł Energii (Elektrownie Wodne) zakupiła farmę wiatrową, zlokalizowaną w Darżynie na Pomorzu o mocy zainstalowanej 6 MW. To pierwsze tego typu przedsięwzięcie w Grupie. Zakup farmy jest pierwszym krokiem w pozyskaniu znacznie większych źródeł tego typu. Farma wiatrowa w Darżynie została wybudowana w 2008 r. Składa się z nowoczesnych turbin wiatrowych Enercon E-82, o mocy 2 MW każda. Położona jest w rejonie o bardzo korzystnych warunkach wietrznych. Jej produktywność w 2010 r. wyniosła 14,7 GWh.

W dniu 1 czerwca 2011 r. ENEA S.A. nabyła od francuskiej firmy Société Nationale d'Électricité et de Thermique (SNET) 69,58% akcji Elektrociepłowni Białystok S.A. (Elektrociepłownia Białystok). Dzięki tej transakcji Grupa posiada prawie 100% akcji białostockiej firmy (0,06% należy do pracowników białostockiego przedsiębiorstwa). Elektrociepłownia Białystok



to jedno z największych przedsiębiorstw regionu. Osiągalna moc cieplna Elektrociepłowni Białystok to 459,2 MW. Równolegle 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 zależności od sytuacji rynkowej, naszej sytuacji finansowej, wyników przeprowadzonych analiz technicznych i ekonomicznych oraz zdolności do sfinansowania inwestycji, nie wykluczamy zwiększenia bazowego programu inwestycyjnego o dodatkowe inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne w kwocie ok. 1,4 mld EUR. Kwota ta zakłada budowę kolejnego bloku o mocy do 1.000 MWe. Ponadto Zarząd nie wyklucza realizacji inwestycji związanej z budową elektrowni atomowej o mocy około 1.600 MWe. W tym przypadku dodatkowe nakłady wynosić będą około 14,4 mld zł (9,4 mld zł do 2020 r.).

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. Oczywiście środki z zysku stanowiąc będą uzupełniające źródło finansowania nakładów inwestycyjnych, szczególnie w zakresie inwestycji związanych z rozwojem Grupy, głównie inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Poniżej scharakteryzowano kluczowe inwestycje planowane do realizacji przez ENEA S.A. w latach 2011-2013 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 2013:

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 Kozienice wkładem pieniężnym na pokrycie kosztów działalności związanej z budową bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy ok. 1.000 MWe. W ramach zadania budowy nowego bloku o mocy ok. 1.000 MWe zaplanowano dokapitalizowanie przez ENEA S.A. w latach 2011-2013 Elektrowni Kozienice wkładem pieniężnym w łącznej wysokości do ok. 430.000 tys. zł. Ponadto przewiduje się, że realizacja zadania inwestycyjnego będzie wymagała poniesienia znaczących nakładów poza wyżej określony okres planistyczny. Zgodnie z pierwotnymi zamierzeniami proces budowy bloku planowany był poprzez spółkę celową Kozienice II Sp. z o.o., obecnie po połączeniu spółek Kozienice II i Elektrowni Kozienice, w związku z optymalizacją procesu, podmiotem



odpowiedzialnym za dalszą realizację budowy bloku jest Elektrownia Kozienice. Tak jak wspomniano wcześniej, uruchomienie bloku energetycznego nr 11 przewidywane jest z końcem 2016 roku;

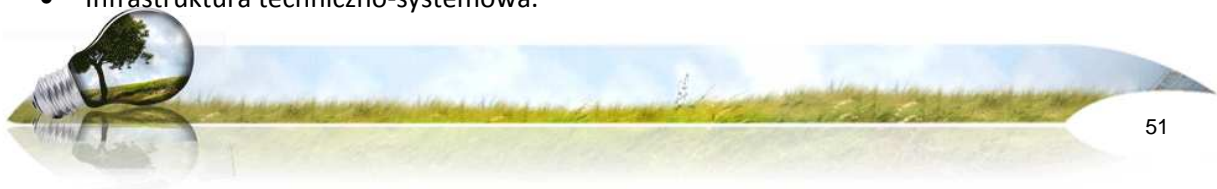
- dokapitalizowanie Elektrowni Wodnych wkładem pieniężnym na pokrycie kosztów działalności związanej z rozwijaniem projektów budowy parków wiatrowych. Jednym z podstawowych kierunków inwestowania dla ENEA S.A. jest zaangażowanie w projekty dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach 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 Kapitałowej ENEA środki przeznaczone dotąd na opłaty zastępcze. ENEA S.A. zaplanowała dokonanie dokapitalizowania spółki Elektrownie Wodne w latach 2011-2013 wkładem pieniężnym w łącznej wysokości do ok. 235.000 tys. zł z przeznaczeniem na pokrycie kosztów zakupu udziałów w spółkach celowych powołanych do realizacji projektów farm wiatrowych o łącznej mocy 102 MW. Zakup udziałów planowany jest na etapie uzyskania pozwoleń na budowę. Zakładamy, iż inwestycje realizowane będą również przy użyciu finansowania zewnętrznego, a wyżej wskazane środki pieniężne planowane na dokapitalizowanie będą m.in. stanowić zabezpieczenie wkładu własnego na budowę farm wiatrowych i ich przyłączenie do sieci;
- akwizycje/budowa nowych źródeł OZE i kogeneracyjnych. Na realizację inwestycji w tym obszarze w latach 2011-2013 Spółka zaplanowała wydatkowanie środków w łącznej wysokości do ok. 380.000 tys. zł 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) dla spełnienia obowiązku uzyskania świadectw pochodzenia – certyfikatów pochodzących z produkcji energii elektrycznej z OZE oraz certyfikatów pochodzących z produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji. 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 (o czym poniżej).

2. Teleinformatyka:

W ramach tego obszaru zaplanowano w latach 2011-2013 realizację siedmiu głównych zadań inwestycyjnych, które będą służyć rozwojowi ENEA S.A., na łączną kwotę do ok. 128.000 tys. zł:

- 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.

3. Modernizacja oświetlenia drogowego:

Na realizację inwestycji w tym obszarze w latach 2011-2013 Spółka zaplanowała wydatkowanie środków w łącznej wysokości do ok. 20.000 tys. zł. 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 roku”, 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.

Poza czynnikami związanymi z realizacją strategii rozwoju oraz planowanymi nakładami inwestycyjnymi kolejnym czynnikiem mogącym mieć wpływ na wynik Grupy jest wejście w życie z dniem 11 marca 2010 r. zmian do ustawy Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., wynikających z ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104) (Nowela). Zgodnie z zapisami Noweli operatorzy systemów dystrybucyjnych (będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo) nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych. Powyższe spowodowało konieczność wydzielenia ze struktur ENEA Operator części działalności związanej z obsługą klienta i przeniesienia jej do ENEA S.A. Ponadto zgodnie z Nowelą przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, mają obowiązek sprzedaży nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku, na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym, a dodatkowo, na wytwórców, którzy mają prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych z tytułu przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych, został nałożony obowiązek sprzedaży pozostałej części energii elektrycznej w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym lub na giełdach towarowych.

Ponadto do czynników, które mogą mieć wpływ na wyniki Grupy w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału można zaliczyć:

- **Ogólny stan gospodarki**

Na naszą działalność mogą mieć wpływ 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.

- **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.



