WAŻNA INFORMACJA

WAŻNE: Przed podjęciem dalszych czynności należy zapoznać się z poniższym zastrzeżeniem. Poniższe uwagi dotyczą dokumentu ofertowego („**Dokument Ofertowy**") następującego po tej stronie i zaleca się uważne przeczytanie zawartego na niej zastrzeżenia przed otwarciem, zapoznaniem się z treścią lub wykorzystaniem w jakikolwiek inny sposób Dokumentu Ofertowego. Otwarcie Dokumentu Ofertowego jest tożsame z wyrażeniem zgody na przestrzeganie poniższych zasad i warunków, wraz ze wszelkimi zmianami, w zakresie wszelkich informacji uzyskanych w dowolnym momencie w wyniku otwarcia Dokumentu Ofertowego od wprowadzającego lub emitenta wskazanego w niniejszym Dokumencie Ofertowym (odpowiednio: „**Akcjonariusz Sprzedający**" oraz „**Spółka**"). Dokument Ofertowy został sporządzony wyłącznie w związku z planowaną ofertą („**Oferta**") papierów wartościowych opisanych w Dokumencie Ofertowym („**Akcje Oferowane**") na terytorium Polski oraz ofertą prywatną Akcji Oferowanych na terytorium innych wybranych krajów. Dokument Ofertowy nie stanowi prospektu sporządzonego zgodnie z Dyrektywą Prospektową (Dyrektywa 2003/71/WE) („**Dyrektywa Prospektowa**") implementowaną w Polsce, Zjednoczonym Królestwie oraz dowolnym innym państwie członkowskim Europejskiego Obszaru Gospodarczego.

ŻADNA CZĘŚĆ TREŚCI NINIEJSZEGO DOKUMENTU PRZEKAZYWANEGO W FORMIE ELEKTRONICZNEJ NIE STANOWI OFERTY SPRZEDAŻY PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH W JAKIEJKOLWIEK JURYSDYKCJI, W KTÓREJ TAKA OFERTA BYŁABY NIEZGODNA Z PRAWEM. PAPIERY WARTOŚCIOWE OBJĘTE NINIEJSZYM DOKUMENTEM OFERTOWYM NIE ZOSTAŁY I NIE ZOSTANĄ ZAREJESTROWANE W TRYBIE AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH Z 1933 ROKU (*SECURITIES ACT OF 1933*), ZE ZM. („**AMERYKAŃSKA USTAWA O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH**"), ANI PRZEZ WŁAŚCIWY DO SPRAW PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH ORGAN NADZORU KTÓREGOKOLWIEK STANU LUB KTÓREJKOLWIEK JURYSDYKCJI W STANACH ZJEDNOCZONYCH, I NIE MOGĄ BYĆ OFEROWANE, SPRZEDAWANE, OBCIĄŻANE ZASTAWEM ANI W INNY SPOSÓB ZBYWANE NA TERYTORIUM STANÓW ZJEDNOCZONYCH, CHYBA ŻE (1) ZGODNIE Z PRZEPISEM 144A („*RULE 144A*") NA RZECZ OSOBY, KTÓRĄ POSIADACZ DANYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH LUB JAKAKOLWIEK OSOBA DZIAŁAJĄCA W JEGO IMIENIU MOŻE, DZIAŁAJĄC RACJONALNIE, UZNAĆ ZA KWALIFIKOWANEGO NABYWCĘ INSTYTUCJONALNEGO („*QUALIFIED INSTITUTIONAL BUYER*") W ROZUMIENIU PRZEPISU 144A („**KWALIFIKOWANY NABYWCA INSTYTUCJONALNY**") W RAMACH TRANSAKCJI ZWOLNIONEJ Z LUB NIEPODLEGAJĄCEJ WYMOGOM REJESTRACJI WYNIKAJĄCYM Z AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH, (2) W RAMACH TRANSAKCJI ZAGRANICZNEJ W TRYBIE PRZEPISU 903 LUB PRZEPISU 904 REGULACJI S ZGODNIE Z AMERYKAŃSKĄ USTAWĄ O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH, (3) ZGODNIE Z INNYM ZWOLNIENIEM Z OBOWIĄZKU REJESTRACJI WYNIKAJĄCEGO Z AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH LUB W RAMACH TRANSAKCJI NIEPODLEGAJĄCEJ TAKIEMU WYMOGOWI, W KAŻDYM PRZYPADKU ZGODNIE Z OBOWIĄZUJĄCYMI PRZEPISAMI STANOWYMI O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH W STANACH ZJEDNOCZONYCH. POTENCJALNYCH INWESTORÓW NINIEJSZYM INFORMUJE SIĘ, ŻE OSOBA ZBYWAJĄCA AKCJE OFEROWANE NA MOCY NINIEJSZEGO DOKUMENTU OFERTOWEGO MOŻE DOKONYWAĆ TAKIEJ TRANSAKCJI NA PODSTAWIE ZWOLNIENIA Z WYMOGÓW PRZEWIDZIANYCH POSTANOWIENIAMI CZĘŚCI 5 AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH WYNIKAJĄCEGO Z PRZEPISU 144A.

PONIŻSZEGO DOKUMENTU OFERTOWEGO NIE WOLNO PRZEKAZYWAĆ INNYM OSOBOM ANI ROZPOWSZECHNIAĆ, CHYBA ŻE NA WARUNKACH WSKAZANYCH PONIŻEJ, ORAZ NIE WOLNO GO POWIELAĆ W ŻADEN SPOSÓB. NINIEJSZY DOKUMENT OFERTOWY MOŻE BYĆ ROZPOWSZECHNIANY JEDYNIE POZA TERYTORIUM STANÓW ZJEDNOCZONYCH W SPOSÓB ZGODNY Z REGULACJĄ S – AKTEM WYKONAWCZYM DO AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH - LUB NA TERYTORIUM STANÓW ZJEDNOCZONYCH NA RZECZ KWALIFIKOWANYCH NABYWCY INSTYTUCJONALNYCH. PRZEKAZYWANIE NINIEJSZEGO WSTĘPNEGO DOKUMENTU OFERTOWEGO INNYM OSOBOM, ROZPOWSZECHNIANIE LUB POWIELANIE GO, W CAŁOŚCI LUB W CZĘŚCI, STANOWI DZIAŁANIE NIEZGODNE Z PRAWEM. NIEZASTOSOWANIE SIĘ DO POWYŻSZYCH WYMOGÓW MOŻE SPOWODOWAĆ NARUSZENIE AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH LUB PRZEPISÓW OBOWIĄZUJĄCYCH W INNYCH JURYSDYKCJACH.

Potwierdzenie składanych oświadczeń: aby być uprawnionym do zapoznania się z treścią niniejszego Dokumentu Ofertowego lub do dokonania decyzji inwestycyjnej w odniesieniu do objętych nim papierów wartościowych należy być: (i) osobą znajdującą się poza terytorium Stanów Zjednoczonych dla celów Regulacji S – aktu wykonawczego do Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych – lub (ii) Kwalifikowanym Nabywcą Instytucjonalnym nabywającym papiery wartościowe na swój własny rachunek lub na rachunek innego Kwalifikowanego Nabywcy Instytucjonalnego. Niniejszy Dokument Ofertowy został Państwu wysłany na Państwa prośbę, a przyjęcie tego e-maila i otwarcie Dokumentu Ofertowego uważa się za tożsame ze złożeniem przez Państwa oświadczenia na rzecz Spółki: (i) że znajdują się Państwo poza terytorium Stanów Zjednoczonych dla celów Regulacji S – aktu wykonawczego do Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych – lub są Państwo Kwalifikowanymi Nabywcami Instytucjonalnymi oraz (ii) że wyrażają Państwo zgodę na doręczenie niniejszego Dokumentu Ofertowego w formie elektronicznej.

Niniejszy Dokument Ofertowy został Państwu udostępniony w formie elektronicznej. Przypominamy, że dokumenty przesłane w tym trybie mogą ulec zmianie lub modyfikacji podczas procesu przesyłania, w związku z czym ani Menedżerowie, ani żadne podmioty kontrolujące Menedżerów, ani członkowie jej organów, pracownicy oraz przedstawiciele, ani ich odpowiednie podmioty stowarzyszone, nie ponoszą odpowiedzialności za jakiekolwiek rozbieżności pomiędzy treścią wersji elektronicznej Dokumentu Ofertowego przekazanego Państwu w formie elektronicznej a jego papierową wersją, którą mogą Państwu uzyskać na zamówienie od Menedżerów.

Niniejszy Wstępny Dokument Ofertowy, który ma charakter wyłącznie informacyjny. Będzie on podlegał dalszym zmianom i uzupełnieniom. Wstępny Dokument Ofertowy nie stanowi, ani też nie jest jego celem stanowienie, oferty bądź zaproszenia do nabycia papierów wartościowych. Nie jest on również formą promowania oferty takiego nabycia papierów wartościowych. Wstępnego Dokumentu Ofertowego nie można wykorzystywać w celu przeprowadzenia oferty, w związku z nią, ani też jako zaproszenia do nabycia jakichkolwiek papierów wartościowych, bądź promocji takiego nabycia. Inwestorzy nie powinni dokonywać zapisów na papiery wartościowe, o których mowa w niniejszym dokumencie, inaczej niż na podstawie informacji zawartych w ostatecznym Dokumencie Ofertowym.

ENEA S.A.

(spółka prawa handlowego z siedzibą w Poznaniu w Polsce)

Oferta do 70.851.533 akcji zwykłych na okaziciela serii A o wartości nominalnej 1 PLN każda

Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa („**Akcjonariusz Sprzedający**"), oferuje do 70.851.533 akcji zwykłych na okaziciela serii A spółki ENEA S.A. („**Spółka**") o wartości nominalnej 1 PLN każda („**Akcje Oferowane**"). W związku z ofertą Akcji Oferowanych („**Oferta**" bądź „**Oferta Globalna**") Globalny Koordynator oraz Współprowadzący Księgę Popytu przeprowadzą ograniczone działania marketingowe na terenie Rzeczypospolitej Polskiej oraz poza jej granicami, wyłącznie na rzecz międzynarodowych i krajowych inwestorów instytucjonalnych, zgodnie z prawem obowiązującym w jurysdykcjach, w których takie działania marketingowe będą podejmowane, na podstawie niniejszego dokumentu ofertowego („**Dokument Ofertowy**"), który zostanie dostarczony wybranym inwestorom kwalifikowanym. Dokument Ofertowy nie zostanie zatwierdzony przez jakikolwiek urząd regulacyjny, w szczególności przez żaden organ w jakimkolwiekadnym kraju, w którym będą prowadzone działania marketingowe.

Nasze akcje zwykle („**Akcje**") są przedmiotem obrotu na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („**GPW**") pod kodem „ENEA" oraz numerem ISIN PLENEA000013. W dniu 28 stycznia 2010 roku, kurs zamknięcia naszych akcji wynosił 18,82 PLN za akcję.

Cena Sprzedaży [●] PLN za Akcję Oferowaną

Inwestowanie w Akcje Oferowane łączy się z wysokim ryzykiem. Opis czynników ryzyka, które należy brać pod uwagę w związku z ewentualną inwestycją w Akcje znajduje się w Rozdziale „*Czynniki ryzyka*", rozpoczynającym się na str. 32.

NINIEJSZY DOKUMENT OFERTOWY NIE STANOWI OFERTY SPRZEDAŻY AKCJI OFEROWANYCH NA RZECZ, ANI NIE DĄŻY DO POZYSKANIA OFERT KUPNA AKCJI OFEROWANYCH OD, OSÓB ZNAJDUJĄCYCH SIĘ W JAKICHKOLWIEK JURYSDYKCJACH, W KTÓRYCH SKŁADANIE TEGO RODZAJU OFERT TAKIM OSOBOM JEST NIEZGODNE Z PRAWEM. NINIEJSZY DOKUMENT OFERTOWY NIE ZOSTAŁ ZAREJESTROWANY, ZATWIERDZONY ANI PRZEDŁOŻONY ŻADNEMU URZĘDOWI REGULACYJNEMU W ŻADNEJ JURYSDYKCJI. W SZCZEGÓLNOŚCI, NINIEJSZY DOKUMENT OFERTOWY NIE STANOWI PROSPEKTU EMISYJNEGO, KTÓREGO PUBLIKACJA JEST WYMAGANA W ZWIĄZKU Z OFERTĄ PUBLICZNĄ PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH ZGODNIE Z DYREKTYWĄ PROSPEKTOWĄ I ŻADEN TAKI PODOBNY DOKUMENT NIE ZOSTANIE PRZYGOTOWANY W ZWIĄZKU Z OFERTĄ GLOBALNĄ.

AKCJE OFEROWANE NIE ZOSTAŁY ANI NIE ZOSTANĄ ZAREJESTROWANE Z ZGODNIE Z AMERYKAŃSKĄ USTAWĄ O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH Z 1933 ROKU ZE ZMIANAMI. OFERTA GLOBALNA JEST PRZEPROWADZANA POZA TERYTORIUM STANÓW ZJEDNOCZONYCH AMERYKI ZGODNIE Z REGULACJĄ S, AKTEM WYKONAWCZYM DO AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH I NA TERYTORIUM STANÓW ZJEDNOCZONYCH AMERYKI NA RZECZ „KWALIFIKOWANYCH NABYWCÓWM INSTYTUCJONALNYCH" (ANG. *QUALIFIED INSITUTIONAL BUYERS* - **QIB**, „KWALIFIKOWANI NABYWCY INSTYTUCJONALNI") I PRZEPISEM 144A BĘDĄCYM AKTEM WYKONAWCZYM DO AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH. ZOB. „*PLAN DYSTRYBUCJI*" ORAZ „*OGRANICZENIA ZBYWALNOŚCI AKCJI*".

INWESTORZY PRZYJMUJĄ DO WIADOMOŚCI, ŻE: (I) NIE POLEGAJĄ NA GLOBALNYM KOORDYNATORZE I WSPÓŁPROWADZACYCH KSIĘGĘ POPYTU LUB INNYCH OSOBACH STOWARZYSZONYCH Z GLOBALNYM KOORDYNATOREM I WSPÓŁPROWADZACYMI KSIĘGĘ POPYTU W ZWIĄZKU Z BADANIEM ZGODNOŚCI INFORMACJI ZAWARTYCH W NINIEJSZYM DOKUMENCIE OFERTOWYM LUB ICH DECYZJĄ INWESTYCYJNĄ; ORAZ (II) POLEGAJĄ ONI WYŁĄCZNIE NA INFORMACJACH ZAWARTYCH W NINIEJSZYM DOKUMENCIE, ORAZ ŻE ŻADNA OSOBA NIE ZOSTAŁA UPOWAŻNIONA DO PRZEKAZYWANIA INFORMACJI LUB DO SKŁADANIA OŚWIADCZEŃ DOTYCZĄCYCH SPÓŁKI, JEJ SPÓŁEK STOWARZYSZONYCH LUB AKCJI OFEROWANYCH (INNYCH NIŻ ZAWARTE W NINIEJSZYM DOKUMENCIE OFERTOWYM) ORAZ, JEŚLI TAKIE INFORMACJE ZOSTANĄ PRZEKAZANE LUB JEŚLI ZŁOŻONE ZOSTANĄ TAKIE OŚWIADCZENIA, INWESTORZY NIE POWINNI SIĘ NIMI KIEROWAĆ, GDYŻ NIE ZOSTAŁY ZATWIERDZONE PRZEZ SPÓŁKĘ, GLOBALNEGO KOORDYNATORA I WSPÓŁPROWADZACYCH KSIĘGĘ POPYTU.

Akcje Oferowane są w ramach niniejszej oferty oferowane przez Akcjonariusza Sprzedającego za pośrednictwem Credit Suisse Securities (Europe) Limited, Citigroup Global Markets Limited, UniCredit CAIB Poland S.A. i Dom Maklerski Banku Handlowego S.A. (zwanych indywidualnie „**Menadżerem**" i łącznie „**Menadżerami**"). Zob. „*Zasady Dystrybucji*". Oczekuje się, że Akcje Oferowane zostaną wydane inwestorom poprzez zapisanie ich na rachunkach papierów wartościowych około 15 lutego 2010 roku.

Niniejszym informuje się potencjalnych nabywców, że każdy zbywający Akcje Oferowane może opierać się na zwolnieniu z art. 5 Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych zgodnie z Przepisem 144A.

Globalny Koordynator, Współprowadzący Księgę Popytu

Credit Suisse

Współprowadzący Księgę Popytu

Citi | **Dom Maklerski Banku Handlowego** | **UniCredit CAIB**

Datą niniejszego Dokumentu Ofertowego jest [●] 2010.

OŚWIADCZENIE O ODPOWIEDZIALNOŚCI

Przyjmujemy odpowiedzialność za informacje zawarte w niniejszym Dokumencie Ofertowym. Zgodnie z naszą najlepszą wiedzą (z uwzględnieniem wszelkich naszych starań w celu zapewnienia, że jest ona właściwa) informacje zawarte w niniejszym dokumencie Ofertowym są zgodne ze stanem faktycznym i nie pominięto niczego co mogłoby wpłynąć na jego znaczenie. Opinie, założenia, zamiary, prognozy i przewidywania wyrażone w niniejszym Dokumencie Ofertowym, które nas dotyczą zostały przez nas wyrażone w uczciwy sposób oraz są wynikiem rozważenia wszelkich istotnych okoliczności, a ich podstawą są uzasadnione założenia.

WAŻNE INFORMACJE

Celem niniejszego Dokumentu Ofertowego jest przedstawienie informacji przyszłym inwestorom w kontekście oraz wyłącznie na potrzeby oceny Oferty a także ewentualnej inwestycji w Akcje Oferowane będące przedmiotem niniejszej oferty. Dokument ten zawiera wybrane informacje oraz ich podsumowania, nie wyraża żadnego zobowiązania ani potwierdzenia ani zrzeczenia się i nie ustanawia żadnego konkretnego ani dorozumianego prawa wobec jakiejkolwiek osoby innej niż ewentualny inwestor w kontekście Oferty. Dokument Ofertowy nie może zostać wykorzystany wyłącznie w związku z Ofertą. Treść niniejszego Dokumentu Ofertowego nie powinna być postrzegana jako interpretacja naszych zobowiązań, praktyki rynkowej lub zawartych przez nas umów.

Z wyłączeniem ograniczonego zakresu określonego w dziale zatytułowanym „*Dokumenty zamieszczone przez odniesienie*", treść naszej strony internetowej oraz innych stron internetowych, o których mowa w niniejszym dokumencie (włącznie ze stroną internetową Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.), nie stanową części niniejszego Dokumentu Ofertowego.

Menedżerowie nie składają oświadczeń, zapewnień ani zobowiązań, wyrażonych lub dorozumianych, i nie przyjmują żadnej odpowiedzialności ani zobowiązań co do rzetelności lub kompletności informacji zawartych w niniejszym Dokumencie Ofertowym ani żadnych innych informacji przekazanych przez nas w związku z Akcjami Oferowanymi lub ich dystrybucją.

Podejmując decyzję inwestycyjną przyszli inwestorzy zobowiązani są do działania na podstawie swojego własnego badania naszej spółki oraz warunkach Oferty, z uwzględnieniem wszelkich korzyści i ryzyka. Bardziej szczegółowe informacje znajdują się w rozdziale *„Czynniki ryzyka"*. Wszelkie decyzje o nabyciu Akcji Oferowanych będących przedmiotem niniejszej oferty powinny być podjęte wyłącznie na podstawie niniejszego Dokumentu Ofertowego (z uwzględnieniem wszelkich aneksów), biorąc pod uwagę, że wszelkie podsumowania i opisy zawarte w niniejszym Dokumencie Ofertowym dotyczące postanowień prawnych, zasad rachunkowości lub porównań takich zasad, struktury korporacyjnej lub związków umownych zostały przedstawione wyłącznie w celach informacyjnych i nie powinny być interpretowane jako porady prawne, księgowe lub podatkowe pod względem interpretacji lub skuteczności takich postanowień, informacji lub związków. Oferta nie była i nie jest rekomendowana przez żadną komisję papierów wartościowych lub organ regulacyjny w Rzeczypospolitej Polskiej ani w innym kraju. Szczegółowe informacje znajdują się w ustępie *„Informacja dla przyszłych inwestorów w Stanach Zjednoczonych Ameryki*".

Żadna osoba nie została upoważniona do udzielania informacji lub składania oświadczeń w związku z ofertą lub sprzedażą Akcji Oferowanych będących przedmiotem niniejszej oferty innych niż zawarte w niniejszym Dokumencie Ofertowym oraz, jeżeli informacje zostały udzielone lub oświadczenia złożone nie należy na nich polegać tak jakby zostały one upoważnione przez nas lub któregokolwiek z Menedżerów.

Ani wydanie niniejszego Dokumentu Ofertowego, ani żadna sprzedaż zrealizowana kiedykolwiek na jego podstawie po dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego nie stworzy w żadnych okolicznościach domniemania, że nie nastąpiły żadne zmiany w naszych sprawach od daty niniejszego Dokumentu Ofertowego lub że wszystkie informacje zawarte w niniejszym Dokumencie Ofertowym są prawidłowe w każdym czasie, po tej dacie.

Dokument Ofertowy nie stanowi oferty sprzedaży ani próby pozyskania przez nas lub w naszym imieniu albo przez którekolwiek z Menedżerów, skierowanych w stosunku do jakiejkolwiek osoby objęcia lub nabycia jakichkolwiek Akcji Oferowanych będących przedmiotem oferty w niniejszym Dokumencie Ofertowym w jakiejkolwiek jurysdykcji, gdzie składanie takich ofert lub podejmowania prób pozyskania przez te osoby jest niezgodne z prawem. Rozpowszechnianie niniejszego Dokumentu Ofertowego oraz oferta sprzedaży Akcji Oferowanych będących przedmiotem oferty w niniejszym dokumencie w niektórych jurysdykcjach jest ograniczona przepisami prawa. Osoby, które wejdą w posiadanie niniejszego Dokumentu Ofertowego są zobowiązane przez nas i przez Menedżerów do uzyskania informacji o takich ograniczeniach i odpowiednio ich przestrzegać. Żadne działania nie zostały podjęte

przez nas ani przez Menedżerów, które umożliwiałyby oferowanie Akcji Oferowanych lub posiadanie i rozpowszechnianie niniejszego Dokumentu Ofertowego albo jakichkolwiek innych materiałów ofertowych lub formularzy wniosków dotyczących Akcji Oferowanych w jakiejkolwiek jurysdykcji gdzie wymagane są w tym celu jakiekolwiek działania. Niniejszy Dokument Ofertowy nie może być wykorzystywany dla ani w związku z jakąkolwiek ofertą albo próbą pozyskania przez kogokolwiek w jakiejkolwiek jurysdykcji lub w jakichkolwiek okolicznościach, w jakich dana oferta lub próba pozyskania nie były upoważnione lub były niezgodne z prawem. Osoby, które wejdą w posiadanie niniejszego Dokumentu Ofertowego są zobowiązane przez nas i przez Menedżerów do uzyskania informacji o ograniczeniach i do przestrzegania takich ograniczeń. Ani my ani żaden z Menedżerów nie przyjmujemy odpowiedzialności z tytułu naruszenia tych ograniczeń przez jakąkolwiek osobę, bez względu na to czy dana osoba jest ewentualnym nabywcą naszych Akcji Oferowanych czy nie. Bardziej szczegółowe informacje znajdują się w rozdziale *„Plan dystrybucji."*

Treść niniejszego Dokumentu Ofertowego nie stanowi porady prawnej, finansowej lub podatkowej. Zaleca się, aby każdy przyszły inwestor uzyskał poradę swoich doradców prawnych, finansowych lub podatkowych w sprawach prawnych, finansowych lub podatkowych.

W związku z Ofertą każdy z Menedżerów lub każdy z ich odpowiednich podmiotów powiązanych działających jako inwestorzy na rachunek własny, mogą obejmować Akcje Oferowane i w takim charakterze mogą posiadać, kupować lub sprzedawać na rachunek własny Akcje Oferowane i wszelkie inne z naszych papierów wartościowych lub innych inwestycji z innego tytułu niż w związku z Ofertą. Odpowiednio, wszelkie odniesienia w niniejszym Dokumencie Ofertowym do oferowania lub plasowania Akcji Oferowanych powinny być postrzegane jako uwzględniające każde oferowanie lub plasowanie takich papierów wartościowych na rzecz Menedżerów oraz każdego odpowiedniego podmiotu powiązanego działającego w takim charakterze. Menedżerowie nie zamierzają ujawniać zakresu takich inwestycji lub transakcji, chyba że zgodnie z jakimkolwiek zobowiązaniem prawnym lub regulacyjnym.

Terminy pisane wielką literą w niniejszym Dokumencie Ofertowym zostały zdefiniowane w rozdziale *„Definicje"*, *„Glosariusz Pojęć Branżowych"* lub w tekście niniejszego Dokumentu Ofertowego. Jeżeli z kontekstu wynika inaczej zawarte w niniejszym Dokumencie Ofertowym odniesienia - „**my**", „**nasza spółka**", „**Spółka**", „**ENEA**", „**Grupa**", „**nasza Grupa**" lub inne podobne sformułowania oraz ich odmiany - dotyczą ENEA S.A. wraz ze wszystkimi jej jednostkami podporządkowanymi.

INFORMACJA DLA PRZYSZŁYCH INWESTORÓW W STANACH ZJEDNOCZONYCH AMERYKI

Akcje Oferowane nie zostały i nie będą rejestrowane zgodnie z przepisami Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych ani w żadnym organie regulacyjnym papierów wartościowych w jakimkolwiek stanie lub innej jurysdykcji w Stanach Zjednoczonych i nie mogą być oferowane ani sprzedawane w Stanach Zjednoczonych Ameryki chyba, że na mocy zwolnienia z obowiązku rejestrowego. Akcje Oferowane, których dotyczy niniejszy Dokument Ofertowy są oferowane, i sprzedawane w Stanach Zjednoczonych wyłącznie na rzecz kwalifikowanych nabywców instytucjonalnych zgodnie z Przepisem 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych lub na podstawie innego wyjątku od obowiązku rejestracji lub w transakcji niepodlegającej obowiązkom rejestracyjnym wynikającym z Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, oraz poza obszarem Stanów Zjednoczonych zgodnie z Regulacją S Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych. Potencjalnych inwestorów niniejszym informuje się, że dowolny podmiot zbywający Akcje Oferowane może opierać się na zwolnieniu z postanowień art. 5 Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych zgodnie z Przepisem 144A. Akcje Oferowane są zbywalne wyłącznie z zastrzeżeniem ograniczeń opisanych w niniejszym Dokumencie Ofertowym. Zob. Rozdział „*Plan Dystrybucji - Ograniczenia sprzedaży Akcji*".

Z wyłączeniem kwalifikowanych nabywców instytucjonalnych działających zgodnie z procedurami opisanymi poniżej, osoby znajdujące się w Stanach Zjednoczonych Ameryki nie będą miały prawa do otrzymania Akcji Oferowanych. Z zastrzeżeniem takich kwalifikowanych nabywców instytucjonalnych, zapisy, formularze wniosków lub inne dokumenty wymagane w związku z nabyciem Akcji Oferowanych nie zostaną przyjęte przez Akcjonariusza Sprzedającego, a powierników i osoby wyznaczone informuje się, że nie należy przekazywać takich instrukcji ani wniosków ani dokonywać żadnych zapisów na ich podstawie.

Ani amerykańska komisja papierów wartościowych i giełd (*U.S. Securities and Exchange Commission*), ani żadna stanowa komisja papierów wartościowych nie zatwierdziła ani nie odrzuciła Akcji Oferowanych, ani nie ustaliła czy niniejszy Dokument Ofertowy jest zgodny z prawdą i kompletny. Wszelkie odmienne oświadczenia stanowią wykroczenie karalne w Stanach Zjednoczonych.

DOKUMENT OFERTOWY 230 AMERYKAŃSKIEGO DEPARTAMENTU SKARBU (U.S. TREASURY DEPARTMENT CIRCULAR 230)

W CELU ZAPEWNIANIA ZGODNOŚCI Z DOKUMENTEM OFERTOWYM 230 AMERYKAŃSKIEGO DEPARTAMENTU SKARBU (*U.S. TREASURY DEPARTMENT CIRCULAR 230*) ZAWIADAMIA SIĘ NINIEJSZYM INWESTORÓW, ŻE: (A) WSZELKIE INFORMACJE I ROZWAŻANIA W NINIEJSZYM DOKUMENCIE OFERTOWYM DOTYCZĄCE KWESTII PODATKU FEDERALNEGO NIE SĄ PRZEZNACZONE ANI NIE ZOSTAŁY NAPISANE TAK ABY INWESTORZY MOGLI NA NICH POLEGAĆ I INWESTORZY NIE MOGĄ NA NICH POLEGAĆ W CELU UNIKNIĘCIA KAR, JAKIE MOGĄ ZOSTAĆ NAŁOŻONE NA INWESTORÓW ZGODNIE Z AMERYKAŃSKIM KODEKSEM SKARBOWYM (*U.S. INTERNAL REVENUE CODE*); (B) POWYŻSZE INFORMACJE I ROZWAŻANIA ZOSTAŁY UMIESZCZONE W NINIEJSZYM DOKUMENCIE OFERTOWYM W ZWIĄZKU Z PROMOCJĄ LUB MARKETINGIEM (*PROMOTION OR MARKETING*) (W ZNACZENIU DOKUMENTU OFERTOWEGO 230 AMERYKAŃSKIEGO DEPARTAMENTU SKARBU (*U.S. TREASURY DEPARTMENT CIRCULAR 230*)) TRANSAKCJI LUB SPRAW, O KTÓRYCH MOWA W NINIEJSZYM DOKUMENCIE OFERTOWYM ORAZ (C) INWESTORZY ZOBOWIĄZANI SĄ DO UZYSKANIA PORADY NIEZALEŻNEGO DORADCY PODATKOWEGO UWZGLĘDNIAJĄCEJ ICH SZCZEGÓLNE UWARUNKOWANIA.

INFORMACJA WYŁĄCZNIE DLA REZYDENTÓW STANU NEW HAMPSHIRE

ANI FAKT, ŻE ZŁOŻONO OŚWIADCZENIE REJESTRACYJNE LUB WNIOSEK O WYDANIE LICENCJI ZGODNIE Z POSTANOWIENIAMI ART. 421-B ZMIENIONEJ USTAWY STANU NEW HAMPSHIRE - *THE NEW HAMPSHIRE REVISED STATUTES* ("RSA 421-B") W STANIE NEW HAMPSHIRE, ANI FAKT, ŻE OKREŚLONE PAPIERY WARTOŚCIOWE ZOSTAŁY ZAREJESTROWANE LUB OKREŚLONA OSOBA OTRZYMAŁA LICENCJĘ W STANIE NEW HAMPSHIRE, A KAŻDY DOKUMENT ZŁOŻONY W RAMACH ART. 421-B USTAWY RSA JEST ZGODY Z PRAWDĄ, KOMPLETNY I NIE WPROWADZA W BŁĄD, ANI FAKT, ŻE DOSTĘPNE JEST ZWOLNIENIE LUB WYŁĄCZENIE NA POTRZEBY PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH LUB TRANSAKCJI, NIE OZNACZA, ŻE SEKRETARZ STANU WYDAŁ JAKĄKOLWIEK OPINIĘ CO DO MERITUM LUB KWALIFIKACJI ALBO REKOMENDACJI LUB ZATWIERDZIŁ JAKĄKOLWIEK OSOBĘ, PAPIERY WARTOŚCIOWE LUB TRANSAKCJĘ. SKŁADANIE JAKIEMUKOLWIEK EWENTUALNEMU INWESTOROWI JAKICHKOLWIEK OŚWIADCZEŃ NIEZGODNYCH Z POSTANOWIENIAMI NINIEJSZEGO PARAGRAFU LUB POWODOWANIE ZŁOŻENIA TAKICH OŚWIADCZEŃ JEST NIEZGODNE Z PRAWEM.

INFORMACJA DLA INWESTORÓW Z WIELKIEJ BRYTANII I EUROPEJSKIEGO OBSZARU GOSPODARCZEGO

Niniejszy Dokument Ofertowy i Oferta są adresowane i kierowane do osób w państwach członkowskich Europejskiego Obszaru Gospodarczego („**EOG**"), które spełniają kryteria „inwestorów kwalifikowanych" w rozumieniu Artykułu 2(1)(e) Dyrektywy Prospektowej (Dyrektywa 2003/71/WE) („**Dyrektywa Prospektowa**") w sposób, w jaki została ona implementowana w Państwach Członkowskich EOG („**Inwestorzy Kwalifikowani**"). Dodatkowo w Wielkiej Brytanii niniejszy Dokument Ofertowy będzie rozpowszechniany tylko, i będzie przeznaczony jedynie dla (1) Inwestorów Kwalifikowanych, którzy posiadają doświadczenie zawodowe w sprawach inwestycji w rozumieniu artykułu 19(5) Zarządzenia w sprawie promocji finansowej z 2005 roku wydanego na podstawie brytyjskiej Ustawy o Rynkach i Usługach Finansowych (ang. *Financial Services and Markets Act*) z 2000 roku. („**Zarządzenie**"), lub którzy objęci są artykułem 49(2)(a) do (d) Zarządzenia, lub (2) osób, którym można w inny zgodny z prawem sposób przekazać Dokument Ofertowy (wszystkie takie osoby zwane są dalej „**właściwymi osobami**"). Akcje Oferowane będące przedmiotem niniejszej oferty są dostępne wyłącznie na rzecz, a wszelkie zaproszenia, oferty lub umowy objęcia, kupna lub innego nabycia takich papierów wartościowych zostaną zawarte wyłącznie z (1) w Wielkiej Brytanii, właściwymi osobami oraz (2) w jakimkolwiek państwie w EOG innym niż Wielka Brytania, Inwestorami Kwalifikowanymi. Niniejszy Dokument Ofertowy i jego treść nie może stanowić podstawy do podejmowania decyzji inwestycyjnych (1) w Wielkiej Brytanii przez podmioty, które nie są właściwymi osobami lub (2) w jakimkolwiek państwie członkowskim EOG innym niż Wielka Brytania, przez podmioty, które nie są Inwestorami Kwalifikowanymi.

Niniejszy Dokument Ofertowy został sporządzony przy założeniu, że wszelkie oferty Akcji Oferowanych będą dokonywane na podstawie zwolnienia od obowiązku sporządzenia dokumentu ofertowego dla ofert Akcji Oferowanych przewidzianego w Dyrektywie Prospektowej. W rezultacie, każdy podmiot przeprowadzający lub

zamierzający przeprowadzić w EOG ofertę w odniesieniu do Akcji Oferowanych powinien dokonać jej w okolicznościach, które nie będą powodować po stronie Spółki lub Menedżerów obowiązku sporządzenia dokumentu ofertowego w związku z taką promocją. Ani my, ani Menedżerowie nie upoważniliśmy ani nie upoważniamy realizacji jakiejkolwiek oferty Akcji poprzez pośrednika finansowego, z wyłączeniem ofert realizowanych poprzez Menedżerów, które stanowią ostateczne plasowanie Akcji Oferowanych rozważane w niniejszym Dokumencie Ofertowym.

Niniejszy Dokument Ofertowy został sporządzony na wyłączny użytek kwalifikowanych inwestorów w związku z rozważanym przez nich nabyciem Akcji Oferowanych będących przedmiotem niniejszej Oferty.

INFORMACJA DLA INWESTORÓW Z KANADY

Akcje Oferowane nie zostały i nie będą podlegały kwalifikacji dokumentu ofertowego sporządzonego na cele publicznej sprzedaży w Kanadzie zgodnie z odpowiednimi przepisami o obrocie papierami wartościowymi obowiązującymi w Kanadzie. Odpowiednio, wszelkie oferty lub sprzedaż Akcji Oferowanych w Kanadzie zostaną zrealizowane wyłącznie na mocy zwolnienia z jakichkolwiek obowiązujących wymogów w zakresie sporządzania i składania dokumentu ofertowego oraz zgodnie z innymi przepisami prawa kanadyjskiego obowiązującymi w tym zakresie.

DOSTĘPNE INFORMACJE

Zobowiązaliśmy się, że na pisemne żądanie posiadacza lub właściciela jakichkolwiek naszych papierów wartościowych, dostarczymy temu posiadaczowi lub właścicielowi naszych papierów wartościowych lub albo ich przyszłemu nabywcy wyznaczonemu przez danego posiadacza lub właściciela wszelkie informacje wymagane zgodnie z postanowieniami Przepisu 144A(d)(4) Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, takie jak zawiadomienia o zgromadzeniach akcjonariuszy oraz inne sprawozdania i informacje generalnie udostępniane przez nas naszym akcjonariuszom, jeżeli w chwili żądania nie będziemy podlegali postanowieniom art. 13 lub art. 15(d) amerykańskiej ustawy o giełdzie z 1934 roku (United States Securities Exchange Act of 1934), z późniejszymi zmianami ("**Amerykańska Ustawa o Giełdzie**"), ani zwolnieni z obowiązków informacyjnych zgodnie z Przepisem 12g3-2(b) Amerykańskiej Ustawy o Giełdzie. Szczegółowe informacje zostały przedstawione w rozdziale „*Informacje dodatkowe – Wystawione Dokumenty*".

UZNAWANIE I WYKONALNOŚĆ WYROKÓW ZAGRANICZNYCH

Wyroki sądów w Stanach Zjednoczonych Ameryki

Nasza Spółka została założona zgodnie z prawem Rzeczypospolitej Polskiej, a nasza działalność jest prowadzona wyłącznie w Polsce. Żaden członek Zarządu spółki ENEA S.A. ("**Zarząd**"), Rady Nadzorczej spółki ENEA S.A. ("**Rada Nadzorcza**") ani wyższej kadry kierowniczej Grupy nie jest rezydentem Stanów Zjednoczonych Ameryki, a wszystkie lub zasadnicza część naszych aktywów i mienia takich osób znajduje się poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki. W związku z powyższym inwestorzy mogą napotykać na trudności prawne usiłując dokonać doręczeń wobec nas, członków Zarządu, członków Rady Nadzorczej lub wyższej kadry kierowniczej w Stanach Zjednoczonych Ameryki albo wykonywać wyroki wydane w sądach Stanów Zjednoczonych Ameryki zgodnie z przepisami dotyczącymi odpowiedzialności cywilnej wynikającymi z amerykańskich federalnych regulacji o papierach wartościowych. Bardziej szczegółowe informacje znajdują się poniżej w ustępie *"– Wyroki sądów państw obcych"*.

Wyroki sądów państw obcych

Generalnie, prawomocne wyroki wydane przez sąd państwa obcego, a w szczególności przez sądy federalne lub stanowe, wyłącznie na podstawie federalnych lub stanowych przepisów o papierach wartościowych, podlegają uznaniu w Polsce, chyba że zostanie spełniony jeden z warunków określonych w art. 1146 ust. 1 pkt 1 – 7 kodeksu postępowania cywilnego, tzn.:

- orzeczenie nie jest prawomocne w państwie, w którym zostało wydane;
- sprawa należy, według polskiego prawa lub umowy międzynarodowej do wyłącznej jurysdykcji sądów polskich;
- pozwany nie otrzymał pozwu prawidłowo i w terminie;

- strona była pozbawiona możliwości obrony;
- postępowanie dotyczącej tej samej sprawy zostało wszczęte przed sądem polskim zanim zostało wszczęte przed sądem państwa trzeciego;
- orzeczenie jest sprzeczne z uprzednim prawomocnym orzeczeniem sądu polskiego lub sądu państwa trzeciego, które spełniają wymogi uznania i zostały wydane w tej samej sprawie i pomiędzy tymi samymi stronami lub
- orzeczenie jest sprzeczne z podstawowymi zasadami polskiego porządku prawnego.

Orzeczenie sądu państwa trzeciego podlegające uznaniu w Polsce (zwykle orzeczenie dotyczące zapłaty lub świadczenia) generalnie jest uznawane w Polsce jeżeli orzeczenie takie nie spełnia żadnych z powyższych kryteriów, a jego uznanie zostanie potwierdzone przez polski sąd.

Jednakże Rozporządzenie Rady (WE) nr 44/2001 w sprawie jurysdykcji i uznawania orzeczeń sądowych oraz ich wykonywania w sprawach cywilnych obowiązuje w Polsce od chwili przystąpienia Polski do Unii Europejskiej w dniu 1 maja 2004 roku. W związku z powyższym Polska jest związana tymi przepisami w stosunku do innych państw członkowskich UE (z wyjątkiem Danii). Rozporządzenie stanowi o automatycznym wykonaniu orzeczeń wydanych przez sądy Unii Europejskiej zgodnie z postanowieniami art. 1153^1-1153^3 kodeksu postępowania cywilnego.

Polska oraz szereg innych krajów są stronami Konwencji z Lugano z dnia 16 września 1988 roku („**Konwencja z Lugano**") o jurysdykcji i wykonywaniu orzeczeń sądowych w sprawach cywilnych i handlowych, która obowiązuje w Polsce od 1 lutego 2000 roku. Konwencja z Lugano określa zasady wzajemnego uznawania orzeczeń. Konwencja z Lugano dotyczy związków Polski z krajami, które nie są członkami Unii Europejskiej.

STABILIZACJA

W ZWIĄZKU Z OFERTĄ GLOBALNĄ, MENEDŻER STABILIZUJĄCY (LUB INNA OSOBA DZIAŁAJĄCA W JEGO IMIENIU) MOŻE, W OGRANICZONYM CZASIE, NABYWAĆ NA GPW AKCJE OFEROWANE W CELU STABILIZACJI ICH KURSU NA POZIOMIE WYŻSZYM NIŻ POZIOM, KTÓRY USTALIŁBY SIĘ W INNYCH OKOLICZNOŚCIACH. MENEDŻER STABILIZUJĄCY (ANI ŻADNA OSOBA DZIAŁAJĄCA W JEGO IMIENIU) NIE JEST ZOBOWIĄZANY DO PODJĘCIA TAKICH DZIAŁAŃ. JEŻELI DZIAŁANIA TAKIE ZOSTANĄ PODJĘTE, MOGĄ ZOSTAĆ W KAŻDEJ CHWILI PRZERWANE, JEDNAKŻE NIE PÓŹNIEJ NIŻ W TERMINIE 30 DNI OD PRZYDZIAŁU AKCJI OFEROWANYCH. POWYŻSZE DZIAŁANIA STABILIZACYJNE BĘDĄ REALIZOWANE ZGODNIE Z WSZELKIMI PRZEPISAMI, REGULACJAMI I REGULAMINAMI.

STWIERDZENIA DOTYCZĄCE PRZYSZŁOŚCI

Dokument Ofertowy zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, co oznacza wszelkie oświadczenia, inne niż oświadczenia dotyczące faktów zaszłych w przeszłości, w tym oświadczenia, w których, przed którymi albo po których, występują wyrazy takie jak „sądzi", „przewiduje", „dąży", „zamierza", „będzie", „może", „uprzedzając", „byłby", „mógłby", albo inne podobne wyrażenia lub ich zaprzeczenia. Stwierdzenia dotyczące przyszłości odnoszą się do spraw, które nie stanowią faktów historycznych. Znajdują się w różnych fragmentach Dokumentu Ofertowego i obejmują stwierdzania dotyczące zamiarów, sądów lub aktualnych oczekiwań dotyczących naszej działalności.

Stwierdzenia dotyczące przyszłości obarczone są ryzykiem i niepewnością, ponieważ dotyczą zdarzeń i są zależne od okoliczności, które zdarzą się lub nie w przyszłości. Pragniemy podkreślić, że stwierdzenia dotyczące przyszłości nie stanowią gwarancji przyszłych wyników, a faktycznie osiągnięte przez nas wyniki działalności, nasza sytuacja finansowa i płynność a także rozwój branży i rynków, na których prowadzimy działalność może istotnie różnić się od zawartych lub sugerowanych w stwierdzeniach dotyczących przyszłości zawartych w Dokumencie Ofertowym. Dodatkowo, nawet jeżeli wyniki działalności, sytuacja finansowa i płynność oraz rozwój branży i rynków, na których prowadzimy działalność będą zgodne ze stwierdzeniami dotyczącymi przyszłości zawartymi w Dokumencie Ofertowym, takie wyniki lub osiągnięcia mogą nie stanowić przesłanki wyników i osiągnięć w przyszłości. Istotne czynniki, które mogą powodować takie różnice są zawarte, w szczególności w stwierdzeniach odnoszących się do:

- dalszego rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce;

- otoczenia regulacyjnego oraz jego wpływu na naszą działalność, wyniki i sytuację finansową oraz prognoz dotyczących sektora elektroenergetycznego;
- generalnych trendów gospodarczych i rozwoju gospodarki;
- rozmiaru oraz charakteru dalszego rozwoju naszej działalności;
- naszej strategii biznesowej;
- założeń dotyczących danych finansowych odnoszących się do naszej działalności;
- naszych oczekiwań odnośnie ryzyk mających wpływ na naszą działalność; oraz
- polityki dywidendy.

Dodatkowe czynniki zostały opisane w rozdziale *„Czynniki ryzyka”*. Wszelkie stwierdzenia dotyczące przyszłości zawarte w Dokumencie Ofertowym stanowią odzwierciedlenie naszych aktualnych opinii dotyczących zdarzeń w przyszłości i podlegają takim oraz innym ryzykom, niepewności i założeniom dotyczącym naszej działalności, sytuacji finansowej, wynikom, strategii rozwoju i płynności.

Wszelkie stwierdzenia dotyczące płynności są aktualne jedynie na datę Dokumentu Ofertowego. Oprócz obowiązków wynikających z przepisów prawa, regulaminów i regulacji nie zobowiązujemy się przekazywać do publicznej wiadomości aktualizacji lub weryfikacji jakichkolwiek stwierdzeń dotyczących przyszłości zamieszczonych w Dokumencie Ofertowym w związku z pojawieniem się nowych informacji, wystąpieniem przyszłych zdarzeń lub innymi okolicznościami. Wszelkie kolejne stwierdzenia dotyczące przyszłości sporządzone na piśmie lub przekazane ustnie, które dotyczą nas lub osób działających w naszym imieniu podlegają w całości zastrzeżeniom wynikającym z informacji przedstawionych w Dokumencie Ofertowym. Przed podjęciem jakichkolwiek decyzji inwestycyjnych przyszli inwestorzy powinni w szczególności rozważyć czynniki przedstawione w Dokumencie Ofertowym powodujące zmianę rzeczywistych wyników.

PREZENTACJA INFORMACJI FINANSOWYCH

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Spółki za lata zakończone 31 grudnia 2005, 2006, 2007 i 2008 roku („**Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe Spółki**”) włączone do niniejszego Dokumentu Ofertowego przez odniesienie (zob. *„Dokumenty włączone przez odesłanie”*) zostały sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Unię Europejską („**MSSF UE**”), a wydanymi przez International Accounting Standards Board (“**IASB**”). Zbadane Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe Spółki podlegało badaniu przez KPMG Audyt Sp. z o.o. (“**KPMG**”), zgodnie z normami wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanymi przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów oraz Międzynarodowymi Standardami Rewizji Finansowej zgodnie ze stwierdzeniami w sprawozdaniach włączonych do Dokumentu Ofertowego przez odesłanie. Niezbadane skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Spółki na dzień i za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku („**Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe Spółki**”, a łącznie ze Zbadanym Skonsolidowanym Rocznym Sprawozdaniem Finansowym Spółki – „**Sprawozdania Finansowe Spółki**”) zostało sporządzone zgodnie z MSSF UE i jest włączone do Dokumentu Ofertowego przez odesłanie (zob. *„Dokumenty zamieszczone przez odesłanie”* poniżej). Deloitte Audyt Sp. z o.o. („**Deloitte**”) oświadczył, że zastosował ograniczone procedury zgodnie z odpowiednimi standardami zawodowymi mającymi zastosowanie do przeglądu Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Spółki, zgodnie z postanowieniami jego sprawozdania znajdującego się w innym fragmencie Dokumentu Ofertowego.

W dniu 10 października 2007 roku nabyliśmy 100% akcji w kapitale zakładowym Elektrowni Kozienice S.A. („**Elektrownia Kozienice**”). Powyższe nabycie stanowiło transakcję dotyczącą podmiotów znajdujących się pod wspólną kontrolą, gdyż zarówno ENEA, jak i Elektrownia Kozienice były jednoosobowymi spółkami Skarbu Państwa. Nabycie przez nas akcji Elektrowni Kozienice zostało rozliczone w księgach rachunkowych Spółki według wartości księgowych. Skonsolidowany bilans Spółki na dzień 31 grudnia 2007 roku obejmuje aktywa oraz pasywa Elektrowni Kozienice rozliczone według wartości księgowej, a rachunek zysków i strat Spółki za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku obejmuje przychody oraz koszty Elektrowni Kozienice od dnia 10 października 2007 roku do 31 grudnia 2007 roku Na skutek powyższego nabycia nastąpiła znacząca zmiana brutto aktywów, pasywów i zysków Grupy. W związku z powyższym, w celu umożliwienia inwestorom dokonania prawidłowej oceny sytuacji finansowej i perspektyw Spółki, zamieściliśmy w Dokumencie Ofertowym przez odesłanie jednostkowe zbadane

sprawozdanie finansowe Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2005, 2006, 2007 i 2008 roku („**Zbadane Sprawozdanie Finansowe Elektrowni Kozienice**"). Zbadane Sprawozdanie Finansowe Elektrowni Kozienice sporządzone zgodnie z MSSF UE podlegało badaniu przez Deloitte, niezależnego biegłego rewidenta Elektrowni Kozienice, zgodnie z normami wykonywania zawodu biegłego rewidenta obowiązującymi w Polsce i przepisami Ustawy o Rachunkowości. Zbadane Sprawozdania finansowe Spółki, łącznie ze Zbadanymi Sprawozdaniami Finansowymi będą dalej nazywane „**Zbadanymi Sprawozdaniami Finansowymi**". Sprawozdania Finansowe Spółki i Zbadane Sprawozdania Finansowe Elektrowni Kozienice będą dalej łącznie nazywane „**Sprawozdaniami Finansowymi**".

W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy na dzień i za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku Grupa zmieniała sposób prezentacji niektórych pozycji w rachunku zysków i strat za rok zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku, co spowodowało również zmianę sposobu prezentacji porównywalnych danych finansowych za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku zamieszczonych w tym sprawozdaniu. Dane za 2007 roku znajdujące się w Dokumencie Ofertowym pochodzą ze Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Spółki za 2008 rok i w związku z tym zmienił się sposób ich prezentacji. Na potrzeby sporządzenia Dokumentu Ofertowego, Grupa dokonała analizy wpływu zmiany w sposobie prezentacji danych za rok zakończony dnia 31 grudnia 2007 roku, o której mowa powyżej, na ich porównywalność z danymi za rok zakończony dnia 31 grudnia 2006 roku. W ocenie Zarządu, zmiana sposobu prezentacji nie ma istotnego wpływu na porównywalność danych finansowych za rok zakończony dnia 31 grudnia 2007 roku z danymi finansowymi za rok zakończony dnia 31 grudnia 2006 roku analizowanymi w Dokumencie Ofertowym. W związku z powyższym, nie dokonano żadnych zmian w sposobie prezentacji danych finansowych za rok zakończony dnia 31 grudnia 2006 roku.

Informacje finansowe przedstawione w Dokumencie Ofertowym nie mają na celu spełniania wymogów sprawozdawczych SEC. Zgodność z takimi wymogami wymagałaby zmiany lub wyłączenia niektórych wskaźników, ze wskaźnikiem EBITDA włącznie (dochód przed uwzględnieniem oprocentowania, podatków i amortyzacji) oraz uwzględnienia szeregu innych informacji, które nie są zawarte w Dokumencie Ofertowym.

Jeżeli nie zaznaczono inaczej wszystkie przedstawione w Dokumencie Ofertowym dane finansowe dotyczące Grupy pochodzą z wyżej wspomnianych Sprawozdań Finansowych lub zostały obliczone na ich podstawie i nie zostały poddane żadnym istotnym zmianom.

Niektóre liczby zawarte w Dokumencie Ofertowym, a w szczególności dane procentowe, zostały zaokrąglone. W związku z tym, liczby wykazane jako sumy poszczególnych kategorii w różnych tabelach mogą się różnić nieznacznie a liczby wykazane jako sumy w tabelach mogą nie odpowiadać sumie poprzedzających je liczb.

O ile nie zaznaczono inaczej, sprawozdania finansowe oraz inne dane finansowe i statystyczne zawarte w Dokumencie Ofertowym są wyrażone w złotych. W Dokumencie Ofertowym odniesienia do „**PLN**" lub „**złotych**" są odniesieniami do prawnego środka płatniczego Polski, odniesienia do „**EUR**" lub „**euro**" są odniesieniami do wspólnej waluty wprowadzonej na początku trzeciego etapu Europejskiej Unii Gospodarczej i Walutowej na mocy Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską, odniesienia do „**USD**" są odniesieniami do dolarów amerykańskich będących prawnym środkiem płatniczym Stanów Zjednoczonych Ameryki.

EBITDA

Poza wskaźnikiem EBITDA przedstawianym dla segmentów branżowych, obliczamy wskaźnik EBITDA, dodając amortyzację do naszego zysku/straty operacyjnej, w każdym przypadku ustalonych zgodnie z MSSF UE. Natomiast w przypadku wskaźnika EBITDA prezentowanego dla segmentów branżowych, jest on obliczany jako zysk operacyjny osiągnięty w danym segmencie branżowym, powiększony o amortyzację w danym segmencie, z wyłączeniem kosztów ogólnego zarządu, które nie są przypisywane poszczególnym segmentom.

EBITDA nie stanowi miary zysku (straty) operacyjnego, wyników operacyjnych ani płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA może nie określać naszych historycznych wyników działalności ani nie służy do przewidywania wyników osiąganych w przyszłości. EBITDA jest wskaźnikiem, z którego korzystamy przy zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że EBITDA jest często podawana i powszechnie używana przez inwestorów na potrzeby porównywania osiąganych wyników w sposób jednolity bez uwzględniania amortyzacji, która może różnić się znacząco w zależności od metod rachunkowości (w szczególności w przypadku dokonywanych zakupów) oraz innych czynników innych niż operacyjne. Odpowiednio, EBITDA została przedstawiona w Dokumencie Ofertowym w celu umożliwienia pełniejszej i bardziej wszechstronnej analizy naszych wyników działalności w porównaniu do innych spółek. Jednakże nie należy rozpatrywać wskaźnika EBITDA w oderwaniu od innych danych lub jako substytut zysku (straty) operacyjnej ustalanych zgodnie z MSSF UE albo jako wskaźnik naszych wyników operacyjnych lub

naszych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej. Wskaźnik EBITDA przedstawiony w Dokumencie Ofertowym może nie być porównywalny do wskaźnika EBITDA przedstawianego przez inne spółki, ponieważ wskaźnik ten nie ma jednolitej definicji. W związku z powyższym nasze przedstawienie wskaźnika EBITDA może nie być porównywalny do wskaźników o podobnej nazwie stosowanych przez inne spółki.

Niektóre ograniczenia wskaźnika EBITDA jako miary to, między innymi:

- nie odzwierciedla on kosztów gotówkowych ani przyszłych potrzeb pod względem wydatków inwestycyjnych lub zobowiązań umownych;
- nie odzwierciedla zmian ani wymogów gotówkowych w zakresie niezbędnego dla nas kapitału obrotowego;
- nie odzwierciedla znaczących kosztów odsetkowych ani środków pieniężnych niezbędnych dla obsługi oprocentowania lub kwot głównych z tytułu naszego zadłużenia;
- pomimo że amortyzacja stanowi zobowiązania niepieniężne, aktywa podlegające amortyzacji często podlegają wymianie w przyszłości, a wskaźnik EBITDA nie odzwierciedla żadnych wymogów gotówkowych związanych z taką wymianą oraz
- inne spółki w naszej branży mogą obliczać wskaźnik EBITDA w inny sposób niż my, co ogranicza jego użyteczność porównawczą.

Ze względu na powyższe ograniczenia EBITDA nie powinna być postrzegana jako miernik dostępnych nam nieokreślonych zasobów pieniężnych na potrzeby inwestowania w rozwój naszej działalności. Dodatkowo wskaźnik EBITDA przedstawiony przez nas w Dokumencie Ofertowym nie musi być wyliczony w taki sam sposób jak w naszych dokumentach finansowania. Tym samym nie należy przywiązywać zbytniej wagi do danych zawartych w niniejszym dokumencie. Powyższe ograniczenia rekompensujemy poprzez poleganie głównie na wynikach ustalonych zgodnie z MSSF UE, a ze wskaźnika EBITDA korzystając jedynie uzupełniająco.

WYBRANE DANE MAKROEKONOMICZNE, BRANŻOWE I STATYSTYCZNE

Wybrane dane makroekonomiczne i statystyczne zawarte w Dokumencie Ofertowym obejmują dane szacunkowe pochodzące z publicznie dostępnych źródeł informacji o różnym stopniu wiarygodności. Dane makroekonomiczne oraz statystyczne dotyczące Polski zostały zaczerpnięte głównie z informacji publikowanych przez Główny Urząd Statystyczny („**GUS**"), Narodowy Bank Polski („**NBP**"), Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („**Prezes URE**"), oraz Radę Ministrów. W każdym przypadku, dane makroekonomiczne i statystyczne oraz dane źródłowe, na których one bazują mogły nie zostać opracowane w analogiczny sposób jak tego rodzaju statystyki w innych krajach. Informacje na temat rynku jak również pewne informacje branżowe i prognozy, a także informacje na temat naszej pozycji rynkowej zawarte w Dokumencie Ofertowym zostały opracowane i oszacowane na podstawie założeń, które uznaliśmy za rozsądne, jak również na podstawie danych zaczerpniętych z raportów opracowanych na nasze zlecenie przez osoby trzecie, między innymi, na podstawie raportu przygotowanego przez Agencję Rynku Energii S.A. („**ARE**") lub danych z publicznie dostępnych źródeł (Eurostat, Economist Intelligence Unit, Bloomberg), publikacji branżowych lub ogólnych, takich jak dokument „Polityka Energetyczna Polski do 2030 r." oraz polskich gazet. Sporządzenie szczegółowego raportu dotyczącego rynku energetycznego w Polsce zleciliśmy Agencji Rynku Energii S.A. specjalnie na potrzeby włączenia określonych danych statystycznych oraz informacji z tego raportu do Dokumentu Ofertowego. Źródło pochodzenia informacji zewnętrznych podawane jest każdorazowo w przypadku użycia takich informacji w Dokumencie Ofertowym. Opracowując, wyszukując i przetwarzając dane makroekonomiczne, rynkowe, branżowe lub inne dane zaczerpnięte ze źródeł zewnętrznych, takich jak publikacje rządowe, publikacje osób trzecich, branżowe lub ogólne, nie weryfikowaliśmy ich przez niezależne źródła. W przypadku informacji pochodzących od osób trzecich i raportu sporządzonego przez ARE, informacje te zostały dokładnie powtórzone, jak również w zakresie, w jakim Spółka jest w stanie stwierdzić oraz ustalić na podstawie informacji pochodzących od osób trzecich, nie pominięto żadnych faktów, których pominięcie mogłoby skutkować wprowadzeniem w błąd lub spowodować nieścisłości.

Publikacje branżowe, co do zasady zawierają stwierdzenia, że zawarte w nich informacje zostały uzyskane ze źródeł, które uważa się za wiarygodne, lecz że nie ma gwarancji, iż dane takie są w pełni dokładne i kompletne. Podczas sporządzania Dokumentu Ofertowego nie przeprowadzaliśmy niezależnej weryfikacji takich informacji pochodzących od osób trzecich. Nie przeprowadziliśmy również analizy adekwatności metodologii wykorzystanej przez te osoby trzecie na potrzeby opracowania takich danych lub dokonania szacunków i prognoz. Ani Spółka, ani którykolwiek z Menedżerów nie jest w stanie udzielić gwarancji, że informacje takie są dokładne albo, w odniesieniu

do prognozowanych danych, że prognozy takie zostały sporządzone na podstawie poprawnych danych i założeń, ani że prognozy te okażą się trafne.

Dane dotyczące długości linii dystrybucyjnych, liczby stacji elektroenergetycznych oraz przyłączy przedstawione w Dokumencie Ofertowym zostały zaczerpnięte z wewnętrznych ewidencji ENEA Operator Sp. z o.o., które są na bieżąco aktualizowane w celu uwzględnienia zmian wynikających z kontroli jakości, wymiany elementów oraz rozbudowy sieci, na podstawie dokumentacji powykonawczej oraz wizji lokalnych przeprowadzanych po zakończeniu procesu budowy. W procesie inwestycyjnym podczas przeprowadzania odbioru końcowego są dokonywane pomiary techniczne, rozruchy technologiczne oraz próby i testy w celu zapewnienia poprawnej współpracy z urządzeniami i instalacjami naszej sieci.

Przedstawione w Dokumencie Ofertowym dane dotyczące ilości energii wytwarzanej, będącej przedmiotem dystrybucji oraz obrotu, jak również dane dotyczące odbiorców zostały zaczerpnięte z naszych systemów billingowych oraz innych systemów informatycznych. Ilość dostarczanej energii elektrycznej jest mierzona specjalistyczną aparaturą pomiarową. Instrumenty pomiarowe wymagają oficjalnej kontroli i zatwierdzenia przed oddaniem ich do użytku, a w okresie ich użytkowania podlegają kontroli. Korzystamy z urządzeń pomiarowych posiadających aprobaty typu oraz legalizację. Dokonujemy wymiany elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego z chwilą upływu okresu ich legalizacji. Obudowy aparatury pomiarowej są zaplombowane, a plomby są sprawdzane podczas każdej kontroli. Dane dotyczące strat energii elektrycznej powstałych w sieci dystrybucyjnej stanowią różnicę pomiędzy ilością energii wprowadzonej do sieci ENEA Operator lub zapotrzebowanej przez tą sieć a ilością energii dostarczonej odbiorcom przyłączonym do sieci ENEA Operator. Utrzymanie wysokiej jakości tych danych operacyjnych uważamy za istotny element w tym obszarze działalności.

Nie zamierzamy i nie zobowiązujemy się do uaktualniania danych dotyczących branży lub rynku, zaprezentowanych w Dokumencie Ofertowym, z zastrzeżeniem obowiązków wynikających z przepisów prawa.

DOKUMENTY ZAMIESZCZONE PRZEZ ODESŁANIE

Z uwagi na fakt, iż jesteśmy spółką publiczną, której Akcje znajdują się w obrocie na rynku podstawowym GPW i podlegamy obowiązkom informacyjnym wynikającym z obowiązujących przepisów prawa oraz regulacji giełdowych, wskazane poniższe informacje zostały zamieszczone w Dokumencie Ofertowym przez odesłanie. Informacje te pochodzą z dokumentów, które Spółka udostępniła do publicznej wiadomości i udostępniła w formie raportu bieżącego przed dniem niniejszego Dokumentu Ofertowego.

Sprawozdania Finansowe wraz z opiniami niezależnego biegłego rewidenta z badania zostały zamieszczone w Dokumencie Ofertowym przez odesłanie do:

- zbadanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy za lata zakończone 31 grudnia 2005, 2006 i 2007 roku oraz do opinii niezależnego biegłego rewidenta z badania tych skonsolidowanych sprawozdań finansowych;
- zbadanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku oraz do opinii niezależnego biegłego rewidenta z badania tego skonsolidowanego sprawozdania finansowego;
- zbadanych sprawozdań finansowych Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2005, 2006 i 2007 roku oraz do opinii niezależnego biegłego rewidenta z badania tych sprawozdań finansowych;
- zbadanego sprawozdania finansowego Elektrowni Kozienice za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku oraz do opinii niezależnego biegłego rewidenta z badania tego sprawozdania finansowego; oraz
- skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za okres od 1 stycznia 2009 roku do 30 września 2009 roku oraz do raportu niezależnego biegłego rewidenta z przeglądu tego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego;

w formie informacji opublikowanej przez nas w dniu 29 stycznia 2010 roku i dostępnej na naszej stronie internetowej: www.enea.pl/IOC.

Treść naszej strony internetowej ani treść jakiejkolwiek strony internetowej, o której mowa w Dokumencie Ofertowym (w tym strony internetowej GPW), z wyłączeniem wyżej wymienionych dokumentów, nie stanowią części Dokumentu Ofertowego.

SPIS TREŚCI

PODSUMOWANIE 15
CZYNNIKI RYZYKA 33
WYKORZYSTANIE WPŁYWÓW Z OFERTY 54
KAPITALIZACJA I ZADŁUŻENIE 55
DYWIDENDA I POLITYKA W ZAKRESIE DYWIDENDY 56
KURSY WYMIANY WALUT 58
CENA RYNKOWA AKCJI 59
WYBRANE DANE FINANSOWE I OPERACYJNE 60
PRZEGLĄD SYTUACJI OPERACYJNEJ I FINANSOWEJ ORAZ PERSPEKTYW ROZWOJU 67
OTOCZENIE REGULACYJNE 137
OTOCZENIE RYNKOWE 153
OPIS DZIAŁALNOŚCI 168
OSOBY ZARZĄDZAJĄCE I NADZORUJĄCE 206
GŁÓWNI AKCJONARIUSZE I AKCJONARIUSZ SPRZEDAJĄCY 216
TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI 218
AKCJE, KAPITAŁ ZAKŁADOWY, WALNE ZGROMADZENIE 220
RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH W POLSCE 227
OPODATKOWANIE 237
ZASADY DYSTRYBUCJI 245
OGRANICZENIA SPRZEDAŻY AKCJI 250
INFORMACJE DODATKOWE 252
DEFINICJE 257
SŁOWNIK POJĘĆ BRANŻOWYCH 265

PODSUMOWANIE

*Niniejsze podsumowanie stanowi jedynie wstęp do niniejszego Dokumentu Ofertowego i powinno być czytane łącznie z bardziej szczegółowymi informacjami zamieszczonymi w pozostałych częściach niniejszego Dokumentu Ofertowego. Potencjalni inwestorzy powinni uważnie zapoznać się z treścią całego niniejszego Dokumentu Ofertowego, a w szczególności z ryzykami związanymi z inwestowaniem w Akcje zawartymi w Rozdziale „**Czynniki ryzyka**". Wszelkie decyzje inwestycyjne dotyczące Akcji Oferowanych powinny być podejmowane po rozważeniu treści całego niniejszego Dokumentu Ofertowego.*

W przypadku wniesienia przez inwestora powództwa odnoszącego się do informacji zawartych w Dokumencie Ofertowym powód może być obowiązany, zgodnie z przepisami prawa obowiązującego w państwach członkowskich EOG, do poniesienia kosztów tłumaczenia niniejszego Dokumentu Ofertowego przed rozpoczęciem postępowania.

Informacje ogólne

W ramach naszej podstawowej działalności zajmujemy się wytwarzaniem energii elektrycznej, jej dystrybucją i obrotem, które to działalności prowadzimy na podstawie koncesji udzielonych nam przez Prezesa URE – organ powołany do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym.

Wytwarzanie

Wytwarzaniem energii elektrycznej w naszej Grupie zajmuje się głównie Elektrownia Kozienice, która weszła w skład naszej Grupy w październiku 2007 roku. Elektrownia Kozienice posiada łączną moc osiągalną brutto 2.880 MW i jest największą w Polsce pod tym względem elektrownią opalaną węglem kamiennym. Od stycznia 2008 roku Elektrownia Kozienice rozpoczęła także wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych (poprzez współspalanie biomasy). Elektrownia Kozienice wytworzyła w 2008 roku 11,8 TWh energii elektrycznej brutto, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 9 TWh energii elektrycznej brutto. Wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zajmuje się przede wszystkim nasza spółka zależna - Elektrownie Wodne Sp. z o.o. („**Elektrownie Wodne**"). Łączna moc osiągalna dwudziestu należących do nas elektrowni wodnych wynosi 56 MW. Wytworzyły one w 2008 roku łącznie 0,144 TWh energii elektrycznej brutto, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku łącznie 0,094 TWh energii elektrycznej brutto. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 7,7%. Zgodnie ze Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, w 2008 roku przychody Grupy w ramach segmentu wytwarzania stanowiły 3,3% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu wytwarzania stanowiły (0,3)% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Dystrybucja

W naszej Grupie za dystrybucję energii elektrycznej odpowiada ENEA Operator Sp. z o.o. („**ENEA Operator**"), która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego („**OSD**"). Sieć dystrybucyjna ENEA Operator obejmuje swym zasięgiem obszar około 20% powierzchni kraju, zlokalizowany w północno-zachodniej części Polski. Na dzień 30 września 2009 roku ENEA Operator dysponuje liniami energetycznymi o długości ponad 125.400 km (wraz z przyłączami) oraz około 34.300 stacjami elektroenergetycznymi. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w dystrybucji energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 13,9%. Zgodnie ze Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, w 2008 roku przychody Grupy w ramach segmentu dystrybucji stanowiły 37% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu dystrybucji stanowiły 31,5% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Obrót

W ramach naszej Grupy hurtowy obrót energią elektryczną oraz sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym należy do ENEA. W 2008 roku ENEA sprzedała ponad 17,5 TWh energii około 2,3 mln odbiorcom końcowych, w tym około 1,0 TWh klientom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku sprzedaż energii przez ENEA kształtowała się następująco: sprzedano ponad 12,4 TWh około 2,3 mln odbiorcom końcowym, w tym około 0,7 TWh klientom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 15,8%. W okresie objętym Zbadanym Sprawozdaniem Finansowym, działalność w zakresie obrotu energią elektryczną prowadziła także Elektrownia Kozienice oraz, do 31 sierpnia 2007 roku, także nasza jednoosobowa spółka zależna EnergoPartner Sp. z o.o. („**EnergoPartner**"). Zgodnie ze Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, w 2008 roku przychody Grupy w ramach segmentu obrotu stanowiły 55,1% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu obrotu stanowiły 64,3% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Pozostała działalność

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

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

Pod względem przychodów, zysków i EBITDA najistotniejsze obszary pozostałej działalności to:

- handel hurtowy i detaliczny materiałami elektrycznymi i elektroenergetycznymi prowadzony przez BHU,
- budowa, rozbudowa, modernizacje i remonty sieci oraz urządzeń energetycznych prowadzone przez ENERGOBUD Leszno,
- usługi związane z konserwacją oświetlenia ulicznego, które świadczy ENEOS,
- sprzedaż detaliczna pojazdów mechanicznych, akcesoriów, paliw, obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych oraz wynajem środków transportu prowadzone przez AUTO-STYL,
- produkcja zegarów astronomicznych, konserwacja, montaż, legalizacja i wzorcowanie liczników energii elektrycznej, odczyty poboru energii elektrycznej oraz usługi radiowego sterowania mocą prowadzone przez Energomiar,
- sprzedaż hurtowa i detaliczna sprzętu elektronicznego i telekomunikacyjnego, komputerów, i oprogramowania, działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej i bezprzewodowej oraz działalność usługowa w zakresie technologii informatycznych i komputerowych prowadzona przez ITSERWIS, oraz
- koncesjonowana działalność w zakresie produkcji, przesyłu i dystrybucji energii cieplnej prowadzona przez MEC Piła.

Zgodnie ze Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, w 2008 roku przychody Grupy w ramach segmentu pozostałej działalności stanowiły 4,6% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym, za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009

roku przychody Grupy w ramach segmentu pozostałej działalności stanowiły 4,5% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Podstawowe dane finansowe i wskaźnik EBITDA Grupy

Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku nasze przychody ze sprzedaży netto wyniosły 5.239,4 mln PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 921,6 mln PLN. Za rok zakończony 31 grudnia 2008 nasze przychody ze sprzedaży netto wynosiły 6.157,8 mln PLN, a EBITDA ukształtowała się na poziomie 882,7 mln PLN. Bez uwzględniania przychodów Elektrowni Kozienice nasze przychody ze sprzedaży netto w tym okresie wyniosły 5.955,0 mln PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 599,8 mln PLN. Za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku nasze przychody ze sprzedaży netto wyniosły 5.445,8 mln PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 546,9 mln PLN. Bez uwzględniania przychodów Elektrowni Kozienice (za okres od 10 października 2007 roku do 31 grudnia 2007 roku) nasze przychody ze sprzedaży netto w tym okresie wyniosły 5.118,1 PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 502,3 mln PLN. Za rok zakończony 31 grudnia 2006 roku nasze przychody ze sprzedaży netto wyniosły 5.383,7 mln PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 634,3 mln PLN.

Historia

Spółka wywodzi się z zakładów energetycznych powstałych w połowie XX wieku, które po procesach restrukturyzacyjnych zostały w roku 1993 przekształcone w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa: Energetykę Poznańską S.A., Energetykę Szczecińską S.A., Zakład Energetyczny Gorzów S.A., Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A. oraz Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.

W dniu 2 stycznia 2003 roku, na mocy decyzji Ministra Skarbu Państwa z dnia 29 lipca 2002 roku, Energetyka Poznańska S.A. przejęła majątki czterech pozostałych spółek dystrybucyjnych, tj.: Energetyki Szczecińskiej S.A., Zakładu Energetycznego Gorzów S.A., Zielonogórskich Zakładów Energetycznych S.A. oraz Zakładu Energetycznego Bydgoszcz S.A. Połączenie spółek zostało dokonane poprzez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na Energetykę Poznańską S.A. w zamian za akcje w jej kapitale zakładowym. W tym samym dniu dotychczasowa firma Spółki została zmieniona na: firmę Grupa Energetyczna ENEA S.A. W wyniku kolejnej zmiany dokonanej w dniu 13 października 2004 roku firma Spółki otrzymała aktualne brzmienie. Celem przedmiotowego połączenia było utworzenie silnego podmiotu działającego na rynku dystrybucji i obrotu energią elektryczną w północno-zachodniej Polsce, posiadającego znaczny portfel klientów.

Zgodnie z wymogami (i) Dyrektywy 2003/54/WE Unii Europejskiej dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz (ii) Prawem Energetycznym, w dniu 7 grudnia 2006 roku została zawiązana spółka ENEA Operator, do której w dniu 30 czerwca 2007 roku ENEA wniosła w formie aportu zorganizowaną część przedsiębiorstwa, na którą składał się w szczególności majątek dystrybucyjny. Z dniem 1 lipca 2007 roku ENEA Operator rozpoczęła działalność jako operator systemu dystrybucyjnego wyodrębniony ze struktur i majątku ENEA.

W dniu 10 października 2007 roku Spółka nabyła 100% akcji w kapitale zakładowym Elektrowni Kozienice. Elektrownia Kozienice powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Elektrownia Kozienice dokonanego w 1996 roku. Przejęcie kontroli nad Elektrownią Kozienice rozszerzyło działalność naszej Grupy o wytwarzanie energii elektrycznej. Do czasu przejęcia Elektrowni Kozienice, poza działalnością Elektrowni Wodnych polegającą na wytwarzaniu energii ze źródeł odnawialnych, Grupa nie prowadziła działalności wytwórczej.

W listopadzie 2008 roku przeprowadziliśmy ofertę publiczną naszych Akcji w drodze sprzedaży 103.816.150 akcji uzyskując około 1.989,3 mln PLN brutto. Od 17 listopada 2008 roku nasze akcje są przedmiotem obrotu na rynku podstawowym Giełdy Papierów Wartościowych.

Przewagi konkurencyjne

W opinii Zarządu, nasza Grupa posiada następujące przewagi konkurencyjne:

- **Silna pozycja na rynku**

  Posiadamy silną pozycję rynkową w Polsce we wszystkich segmentach rynku elektroenergetycznego, w których prowadzimy działalność. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 15,8%, udział w dystrybucji energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 13,9%, natomiast w rynku

wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 7,7%. Według danych ARE za 2008 rok byliśmy trzecim co do wielkości podmiotem w segmencie wytwarzania energii elektrycznej i czwartym co do wielkości podmiotem w segmencie dystrybucji i obrotu energią elektryczną w Polsce, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku podmiotem utrzymaliśmy te same pozycje w rankingu największych podmiotów w segmencie wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną w Polsce.

- **Efektywne aktywa wytwórcze**

  Znacząca większość urządzeń wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym pochodzi z lat 1966-1985. Elektrownia Kozienice została wybudowana w latach ’70 XX wieku i od tego czasu przeszła szereg modernizacji, które uczyniły ją jedną z najbardziej efektywnych elektrowni opalanych węglem kamiennym w Polsce. Według danych Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie spośród elektrowni opalanych węglem kamiennym, praca Elektrowni Kozienice charakteryzuje się jednym z najniższych w Polsce wskaźników emisyjności dwutlenku węgla: w 2008 roku wskaźnik ten wynosił 849 kg/MWh, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku – 882 kg/MWh, oraz jednym z najniższych wskaźników zużycia węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej: za lata 2006-2008 roku wskaźnik ten wynosił 0,410 Mg/MWh_{Br} (średnia z ostatnich trzech lat, wielkość jest zależna od wartości opałowej spalanego węgla), a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku - 0,405 Mg/MWh_{Br}. Elektrownia Kozienice jest zlokalizowana w strategicznym miejscu systemu elektroenergetycznego, w bezpośredniej bliskości linii przesyłowych zasilających aglomerację warszawską.

- **Zdywersyfikowany i stabilny portfel klientów**

  Portfel klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną jest naszym zdaniem stabilny i w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego sprzedajemy energię elektryczną do około 2,3 mln odbiorców, w tym do około 2,0 mln klientów indywidualnych oraz około 0,3 mln klientów biznesowych. W 2008 roku wartość sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców nie przekroczyła 4,74% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców nie przekroczył 15,28% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku wartości te wyniosły odpowiednio 4,29% oraz 15,52%. Liczba klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną w okresie pięciu lat charakteryzuje się stałym, niewielkim wzrostem: od 2,2 mln w 2004 roku do 2,3 mln w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku.

- **Integracja pionowa**

  W związku z włączeniem do Grupy w październiku 2007 roku Elektrowni Kozienice, staliśmy się pionowo zintegrowanym przedsiębiorstwem energetycznym, które prowadzi działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną.

  Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego w zasadzie cała energia elektryczna wytwarzana przez Elektrownię Kozienice, z wyjątkiem energii elektrycznej sprzedawanej na rynku bilansującym i w ramach regulacyjnych usług systemowych oraz znikomych ilości sprzedawanych lokalnym odbiorcom, jest sprzedawana do ENEA.

  W 2009 roku udział energii elektrycznej zakupionej przez ENEA od Elektrowni Kozienice wynosił około 56% w sprzedawanej przez nas energii elektrycznej. Pozwala to zmniejszyć ryzyko wolumenowe związane z nabywaniem przez nas energii elektrycznej.

- **Sytuacja finansowa umożliwiająca rozwój**

  Sytuacja finansowa Grupy tworzy silne podstawy do realizacji planów inwestycyjnych, które mogą być realizowane na drodze rozwoju organicznego, jak i poprzez przejęcia innych podmiotów. Nasz bilans w wysokości 12.126,6 mln PLN, kapitały własne w wysokości 9.307,6 mln PLN oraz saldo środków pieniężnych w wysokości 2.585,5 mln PLN na dzień 30 września 2009 roku są solidną podstawą finansowania nakładów inwestycyjnych, tak ze środków własnych, jak i źródeł zewnętrznych. Stabilność naszych przepływów pieniężnych pochodzących z przychodu regulowanego dodatkowo wzmacnia naszą zdolność do finansowania się długiem zewnętrznym. Dysponujemy znacznym potencjałem do wykorzystania dźwigni finansowej – możliwościami zaciągania kredytów wspieranymi dodatkowo stabilnym strumieniem przychodu regulowanego.

- **Sfinalizowanie prac nad WRA (wartością regulacyjną aktywów) – metodą wynagradzania kapitału zaangażowanego w działalność związaną z dystrybucją energii elektrycznej**

  Przychód regulowany z tytułu świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej był w roku 2009 i jest w roku 2010 wyznaczany zgodnie z nową metodą wynagradzania kapitału zaangażowanego w działalność związaną z dystrybucją energii elektrycznej. W efekcie zastosowania tej metody wartość naszego przychodu regulowanego będzie też sukcesywnie wzrastać w kolejnych latach.

- **Korzystna pozycja do dalszego rozwijania inwestycji we własne odnawialne źródła energii**

  Inwestycje w odnawialne źródła energii 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 powyżej sześciu metrów na sekundę. Podnóża wzgórz są również szczególnie odpowiednie w celu lokalizacji tego rodzaju inwestycji, a średnia prędkość wiatru waha się tam od 3 do 6 m/s. Ponadto, zamierzamy w dalszym ciągu rozwijać nasze moce wytwórcze oparte na kogeneracji i współspalaniu biomasy. W 2008 roku nabyliśmy akcje lub udziały w czterech elektrociepłowniach. W styczniu 2010 roku nabyliśmy jedną z największych biogazowi w Polsce. Dlatego też jesteśmy przekonani odnośnie naszej korzystnej pozycji do dalszego rozwoju naszego potencjału wytwórczego w obszarze odnawialnych źródeł energii.

Strategia

Aktywnie obserwując sytuację na rynku energii w Polsce Zarząd przygotował nową 10-letnią strategię do 2020 roku celem uwzględnienia kluczowych dla sytuacji Grupy trendów na rynku energii w Polsce. Zidentyfikowane trendy to przede wszystkim: (i) wzrost zapotrzebowania na energię i ograniczenie dostępnej na rynku mocy wytwórczej, (ii) zaostrzenie polityki UE w zakresie ograniczenia emisji CO_2, (iii) zwiększeniu konkurencji we wszystkich obszarach działalności Grupy, (iv) rozwój hurtowego rynku obrotu energią elektryczną, (v) wzrost liczby klientów korzystających ze zmiany dostawcy energii elektrycznej, (vi) pojawienie się możliwości zagospodarowania złóż węgla brunatnego, oraz (vii) możliwości rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Strategia oparta jest na misji Grupy, tj. dostarczaniu wysokiej jakości usług dla klientów, zapewnieniu przyjaznego środowiska pracy naszym pracownikom oraz budowie wartości dla naszych akcjonariuszy.

Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego, strategia nie została jeszcze zatwierdzona przez naszą Radę Nadzorczą.

Naszą strategię zamierzamy realizować poprzez:

- **Rozwój działalności podstawowej Grupy – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:**
  - rozwoju 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,
- **Poprawę efektywności funkcjonowania Grupy – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:**
  - optymalizacji funkcjonowania procesów podstawowych,
  - optymalizacji funkcji wsparcia,
  - zapewnieniu integracji operacyjnej Grupy,
  - koncentracji Grupy na podstawowych obszarach działalności,
- **Budowanie firmy odpowiedzialnej społecznie – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:**
  - zapewnieniu zrównoważonego zarządzania kapitałem ludzkim,

- zapewnieniu dialogu ze społecznością lokalną i uwzględnieniu jej głosu w działalności biznesowej,
- promowaniu rozwiązań i zachowań pro środowiskowych.

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

- Centrum Korporacyjne,
- Wydobycie i Wytwarzanie Konwencjonalne,
- Odnawialne Źródła Energii i wytwarzanie w kogeneracji,
- Handel hurtowy,
- Sprzedaż,
- Dystrybucja,
- Centrum usług wspólnych.

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

Zakładamy, iż realizując naszą strategię przeznaczymy łącznie w wariancie bazowym ok. 22 mld PLN na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne (około 32% łącznych nakładów inwestycyjnych), dystrybucję (około 29% nakładów inwestycyjnych) oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji (około 37% łącznych nakładów inwestycyjnych).

W obszarze wytwarzania konwencjonalnego naszym głównym celem jest wybudowanie nowego bloku opalanego węglem kamiennym o mocy 1000 MW w Świerżach Górnych (zakładamy średni koszt budowy 1 MW na poziomie 1,3 mln EUR). Planujemy jego rozruch w 2015 roku. Jednocześnie z budową nowego bloku zamierzamy prowadzić modernizacje pozostałych bloków 200 MW funkcjonujących w Elektrowni Kozienice.

Prowadzimy również obecnie analizy w zakresie przygotowania budowy drugiego bloku 1000 MW w Świerżach Górnych.

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

W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej i cieplnej planujemy rozbudowę mocy wiatrowych osiągając do 2020 roku 350-450 MW mocy zainstalowanej. Równocześnie podjęliśmy decyzje o realizacji inwestycji w moce biogazowe, planując osiągnięcie w tym obszarze mocy około 150 MW w 2020 roku.

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.10 mld PLN. Kwota ta zakłada również budowę drugiego bloku o mocy 1000 MW w Świerżach Górnych oraz realizację akwizycji na rynku polskim. Ponadto, Zarząd nie wyklucza uruchomienia kopalni węgla brunatnego w Gubinie po roku 2012, pod warunkiem zaistnienia odpowiednio korzystnych warunków na rynku uprawnień do emisji CO_2, a w późniejszych latach – budowy dwóch bloków o mocy 1000 MW każdy, opalanych węglem brunatnym. W tym przypadku dodatkowe nakłady wynosić będą do 14 mld PLN.

Czynniki ryzyka

Inwestycja w Akcje Oferowane wiąże się z szeregiem istotnych ryzyk. W związku z inwestycją w Akcje Oferowane inwestorzy powinni rozważyć następujące czynniki ryzyka:

Czynniki ryzyka związane z naszą działalnością i otoczeniem, w jakim prowadzimy działalność

- Działamy w ściśle regulowanym sektorze gospodarki, a osiągane przez nas wyniki z działalności są zależne od szeregu regulacji i decyzji organów regulacyjnych

- Zatwierdzane przez Prezesa URE taryfy dla energii elektrycznej oraz świadczonych usług dystrybucji, które stosujemy w naszej działalności, opierają się na szeregu elementów ustalanych przez Prezesa URE

- Nasza działalność, sytuacja finansowa oraz wyniki działalności zależą od cen hurtowych energii elektrycznej

- Nasza działalność, sytuacja finansowa oraz wyniki działalności zależą od dostaw i cen węgla

- Podlegamy obowiązkowi uzyskiwania świadectw pochodzenia

- Mamy obowiązek spełniać wymogi związane z uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla i ich ceną rynkową oraz podlegamy czynnikom ryzyka wynikającym z wdrażania programu ograniczania emisji gazów cieplarnianych, zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych i ograniczania zużycia energii („**pakiet 3x20**")

- Możemy ponosić znaczące koszty z tytułu przyłączania do naszej sieci wytwórców energii elektrycznej

- Ryzyko ograniczeń emisji innych niż CO_2 substancji do środowiska oraz zaostrzania standardów BAT

- W związku z Programem Natura 2000 i innymi podobnymi regulacjami dotyczącymi środowiska naturalnego możemy być ograniczani w zakresie realizacji naszych inwestycji

- Rozwiązanie kontraktów długoterminowych („**KDT**") może mieć negatywny wpływ na poziom przychodów uzyskiwanych przez Elektrownię Kozienice

- Stosowanie przepisów Ustawy o Akcyzie budzi wątpliwości i może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową

- Brak pewności co do uzyskania zwrotu akcyzy nadpłaconej przez podmioty z Grupy przed wejściem w życie przepisów Ustawy o Akcyzie

- Możemy być zobowiązani do zmian w organizacji obsługi klientów w naszej Grupie, co może skutkować koniecznością przeprowadzenia wewnętrznej reorganizacji w Grupie, która może spowodować zwiększenie kosztów działalności oraz powstanie sporów z pracownikami objętymi taką reorganizacją

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

- W zakresie sprzedaży energii elektrycznej możemy utracić naszych dotychczasowych klientów na rzecz konkurencji w związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej oraz narastającą konkurencją

- Z uwagi na posiadaną przez nas pozycję dominującą na lokalnym rynku w zakresie świadczenia usług dystrybucji podlegamy dodatkowym ograniczeniom prawnym oraz możemy podlegać szczególnej kontroli organów antymonopolowych

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

- Możemy nie być w stanie zrealizować naszej strategii rozwoju oraz planowanych nakładów inwestycyjnych, z uwagi na czynniki, które pozostają poza naszą kontrolą

- Planowane przez nas akwizycje i inwestycje kapitałowe mogą nie przynieść oczekiwanych rezultatów

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

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

- W prowadzonej przez nas działalności występuje ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi

- Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną

- Ryzyka związane z działaniami operatora systemu przesyłowego

- Ryzyko wprowadzenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w drodze przetargu lub za pośrednictwem giełdy

- Zawarte na naszą rzecz ubezpieczenia mogą okazać się niewystarczające

- Możemy mieć trudności z pozyskaniem i zatrzymaniem odpowiednio wykwalifikowanej kadry kierowniczej

- Spory zbiorowe z pracownikami mogą powodować zakłócenia w naszej działalności

- Spór zbiorowy dotyczący kwestii związanych z Akcjami Pracowniczymi może zostać wszczęty ponownie

- Obecnie jesteśmy i w przyszłości możemy być stroną postępowań sądowych i administracyjnych

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

- Przepisy w zakresie ochrony środowiska ulegają częstym zmianom

- Wszelkie znaczące awarie techniczne naszych systemów informatycznych mogą wywrzeć istotny negatywny wpływ na naszą działalność, a w szczególności na rozliczenia z odbiorcami

- Do części nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator, spółka nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego, a ponadto nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator mogą być przedmiotem roszczeń reprywatyzacyjnych (Zob. Rozdział *„Otoczenie Regulacyjne” – „Status prawny urządzeń służących do dystrybucji energii elektrycznej*”)

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

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

- Istnieje możliwość, że w przyszłości nie będziemy wypłacać dywidendy na rzecz naszych Akcjonariuszy

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

Czynniki ryzyka związane z prowadzeniem działalności gospodarczej w Polsce

- Zmiany sytuacji gospodarczej, politycznej i prawnej w Polsce mogą mieć wpływ na naszą działalność, sytuację finansową oraz perspektywy rozwojowe

- Przepisy podatkowe, którym nasza działalność podlega mogą się zmienić

- Uznanie i egzekwowanie orzeczeń sądów amerykańskich i sądów innych jurysdykcji odnośnie jakiejkolwiek sprawy trudnej lub niemożliwej

Czynniki ryzyka związane z inwestowaniem w Akcje

- Skarb Państwa, który w jest obecnie naszym Akcjonariuszem większościowym i pozostanie nim po przeprowadzeniu Oferty Globalnej, może podejmować działania, które nie będą w najlepszym interesie naszych pozostałych Akcjonariuszy

- Dalsza sprzedaż naszych Akcji przez Skarb Państwa może negatywnie wpłynąć na kurs naszych Akcji

- Przyszłe transakcje sprzedaży znaczącej liczby Akcji na rynku przez naszych Akcjonariuszy lub emisje nowych Akcji mogą mieć istotny wpływ na cenę naszych Akcji lub na nasze możliwości pozyskania kapitału w przyszłości

- Inwestorzy, którzy nie zostaną zaproszeni do udziału w procesie budowy Księgi Popytu w Ofercie Globalnej lub którzy wezmą udział w tym procesie, ale nie otrzymają wezwania do złożenia zapisu, nie będą mogli złożyć zapisu na Akcje Oferowane

- Obrót naszymi Akcjami może zostać zawieszony lub mogą one podlegać wykluczeniu z obrotu na rynku regulowanym

Zamieszczone tu czynniki ryzyka nie stanowią wyczerpującej listy ryzyk i czynników niepewności, którym podlegamy my i Oferta Globalna. Zob. także Rozdział „*Czynniki Ryzyka*".

Znaczni Akcjonariusze

W dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego Skarb Państwa jest właścicielem 337.626.428 Akcji, stanowiących 76,48% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 76,48% głosów na Walnym Zgromadzeniu. Akcje posiadane przez Skarb Państwa nie są uprzywilejowane w szczególności co do prawa głosu lub dywidendy. Z Akcjami posiadanymi przez Skarb Państwa nie wiążą się ponadto żadne dodatkowe prawa i obowiązki. Po przeprowadzeniu Oferty Globalnej Skarb Państwa pozostanie właścicielem około 60,43% Akcji, (przy założeniu zbycia wszystkich Akcji Oferowanych i niewykonania Opcji Stabilizacyjnej) albo do poziomu 62,04% (przy założeniu zbycia wszystkich Akcji Oferowanych oraz pełnego wykonania Opcji Stabilizacyjnej). W efekcie Skarb Państwa pozostanie większościowym Akcjonariuszem Spółki. Zob. Rozdział *„Czynniki ryzyka" — „Czynniki ryzyka związane z inwestowaniem w Akcje" — „Skarb Państwa, który w chwili obecnej jest jedynym Akcjonariuszem Spółki, a po przeprowadzeniu Oferty pozostanie jej większościowym Akcjonariuszem, może podejmować działania, które nie będą w najlepszym interesie naszych pozostałych Akcjonariuszy*" oraz Rozdział *„Znaczni Akcjonariusze"*.

Grupa Kapitałowa

ENEA jest jednostką dominującą Grupy oraz odpowiada za zarządzanie działalnością całej Grupy. Do najistotniejszych podmiotów zależnych ENEA należą dwie spółki: Elektrownia Kozienice zajmująca się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz ENEA Operator odpowiadająca za dystrybucję energii elektrycznej. Ponadto w skład Grupy wchodzą 22 inne spółki zależne, 3 spółki stowarzyszone (w których ENEA posiada udziały mniejszościowe) i 1 spółka współzależna działające w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz ich dystrybucji oraz/lub prowadzące działalność dodatkową wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej, w tym, między innymi, spółki zajmujące się:

(i) budową, rozbudową, modernizacjami i remontami sieci oraz urządzeń energetycznych,

(ii) projektowaniem, konstruowaniem, produkcją i sprzedażą urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej,

(iii) usługami związanym z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia,

(iv) usługami transportowymi (w tym sprzedażą oraz serwisem i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu), oraz

(v) działalnością socjalną (obiekty turystyczne, ochrona zdrowia).

Do najistotniejszych spółek Grupy prowadzących działalność dodatkową należą: BHU, ENEOS, oraz ENERGOBUD Leszno.

Osoby zarządzające i nadzorujące

Zarząd kieruje naszą działalnością oraz reprezentuje nas w relacjach ze stronami trzecimi. Prezesem Zarządu jest Maciej Owczarek. Członkami Zarządu są: Sławomir Jankiewicz – członek Zarządu ds. ekonomicznych, Piotr Koczorowski – członek Zarządu ds. korporacyjnych, Marek Malinowski – członek Zarządu ds. strategii i rozwoju oraz Tomasz Treider – członek Zarządu ds. handlowych.

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszystkich dziedzinach jej działalności. Przewodniczącym Rady Nadzorczej jest Michał Łagoda, zaś funkcję wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej sprawuje Tadeusz Dachowski. Ponadto członkami Rady Nadzorczej są: Paweł Balcerowski, Piotr Begier, Wojciech Chmielewski, Marian Janas, Michał Kowalewski, Wiesław Pawliotti, Mieczysław Pluciński i Graham Wood (niezależny członek).

Podsumowanie historycznych danych finansowych

W tabelach poniżej przedstawiono wybrane dane finansowe na dzień oraz za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, jak również na dzień oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku w następującym układzie: (i) wybrane pozycje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz bilansu Grupy za każde z lat zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, które pochodzą ze Zbadanych Skonsolidowanych Sprawozdań Finansowych Grupy zamieszczonych w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie, oraz wybrane pozycje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz bilansu Grupy za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku, które pochodzą z Niezbadanego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego zamieszczonego w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie; oraz (ii) wybrane pozycje z rachunku zysków i strat oraz bilansu Elektrowni Kozienice za każde z lat zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, które pochodzą ze Zbadanych Jednostkowych Sprawozdań Finansowych Kozienic zamieszczonych w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie oraz (iii) EBITDA. Zob. „Dokumenty zamieszczone przez odesłanie".

Zbadane Skonsolidowane Sprawozdania Finansowe Grupy podlegały badaniu przez KPMG, natomiast Niezbadane Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe podlegało przeglądowi przez Deloitte, zgodnie z normami wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanymi przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce oraz Międzynarodowymi Standardami Rewizji Finansowej. Zbadane Jednostkowe Sprawozdania Finansowe Kozienic podlegały badaniu przez Deloitte, zgodnie z obowiązującymi w Polsce normami wykonywania zawodu biegłego rewidenta oraz przepisami Ustawy o Rachunkowości.

Niniejszy rozdział należy analizować łącznie z informacjami zawartymi w Rozdziale „Przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektywy rozwoju" oraz w Sprawozdaniach Finansowych, jak również notach do tych sprawozdań, które zostały zamieszczone w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie.

Informacje finansowe Grupy

Dane z niezbadanego skonsolidowanego rachunku zysków i strat za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 oraz 2009 roku

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2008	2009
	(niezbadane)	(niezbadane)
	(w tys. PLN)	
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	4.695.041	5.432.899
Podatek akcyzowy	168.753	193.461
Przychody ze sprzedaży netto	**4.526.288**	**5.239.438**
Pozostałe przychody operacyjne	49.023	62.088
Przychody z działalności operacyjnej	**4.575.311**	**5.301.526**
Koszty działalności operacyjnej		
Amortyzacja	(479.165)	(482.233)
Koszty świadczeń pracowniczych	(704.947)	(584.554)
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(982.365)	(1.139.392)
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(1.286.725)	(1.712.290)
Usługi przesyłowe	(558.933)	(511.516)
Inne usługi obce	(201.030)	(238.691)
Podatki i opłaty	(118.963)	(127.885)
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(4.075)	1.896
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-	(7.517)
Pozostałe koszty operacyjne	84.149	59.973
Koszty działalności operacyjnej	**4.420.352**	**4.862.155**
Zysk operacyjny	**154.959**	**439.371**
Przychody finansowe	60.360	131.696
Koszty finansowe	(26.778)	(24.930)
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	521	10.564
Zysk przed opodatkowaniem	**189.062**	**556.701**
Podatek dochodowy	(53.061)	(110.419)
Zysk netto okresu sprawozdawczego z tego	**136.001**	**446.282**
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	136.050	446.372
przypadający na udziały mniejszości	(49)	(90)

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2008	2009
	(niezbadane)	(niezbadane)
	(w tys. PLN)	
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	136.050	446.372
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	347.253.939	441.442.578
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,39**	**1,01**
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,39**	**1,01**
EBITDA[(1)]	**634.124**	**921.604**

(1) Dane niezbadane. EBITDA składa się z zysku/(straty) operacyjnej powiększonej o amortyzację. EBITDA nie jest miernikiem zysku/(straty) operacyjnej, wyników operacyjnych lub płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA jest miernikiem używanym przez nas w zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że jest powszechnie raportowany oraz szeroko używany przez inwestorów przy porównywaniu wyników na spójnej podstawie z pominięciem amortyzacji, która może się różnić istotnie, w zależności od stosowanych metod księgowych (szczególnie w przypadku dokonania akwizycji) lub innych czynników nieoperacyjnych. W konsekwencji EBITDA został pokazany w Dokumencie Ofertowym, aby umożliwić bardziej pełną i kompleksową analizę wyników naszej działalności w relacji do innych spółek. EBITDA nie powinien być rozpatrywany w oderwaniu od zysku/(straty) operacyjnej określanej zgodnie z MSSF UE lub jako substytut takiego zysku/(straty) operacyjnej, lub jako miernik naszych wyników operacyjnych lub przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej określanych zgodnie z MSSF UE. Ten niezdefiniowany przez MSSF UE miernik nie powinien zastępować analizy naszego rachunku zysków i strat oraz rachunku z przepływów pieniężnych. EBITDA nie jest wskaźnikiem jednolicie definiowanym, nie jest porównywalny do EBITDA prezentowanych przez inne spółki. Z tego powodu, nasze przedstawienie EBITDA może nie być porównywalne do podobnie oznaczonych mierników innych spółek.

Dane ze zbadanego skonsolidowanego rachunku zysków i strat lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	2008
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
		(w tys. PLN)	
Przychody ze sprzedaży	5.383.742	5.508.919	6.376.006
Podatek akcyzowy	-	(63.115)	(218.244)
Przychody ze sprzedaży netto	**5.383.742**	**5.445.804**	**6.157.762**
Pozostałe przychody operacyjne	52.304	69.020	80.914
Amortyzacja	(403.464)	(470.557)	(631.364)
Koszty świadczeń pracowniczych	(491.541)	(619.974)	(940.080)
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(170.194)	(467.631)	(1.223.245)
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(2.826.508)	(2.644.120)	(1.893.710)
Usługi przesyłowe	(958.135)	(806.395)	(670.930)
Inne usługi obce	(142.805)	(187.831)	(348.436)
Podatki i opłaty	(124.671)	(154.539)	(159.507)
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(13.421)	(7.149)	(9.340)
Pozostałe koszty operacyjne	(74.463)	(73.280)	(110.705)
Koszty działalności operacyjnej	**(5.205.202)**	**(5.431.476)**	**(5.987.317)**
Zysk operacyjny	**230.844**	**83.348**	**251.359**
Przychody finansowe	34.639	44.982	92.871
Koszty finansowe	(15.811)	(19.394)	(51.178)
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	(129)	147	414
Zysk przed opodatkowaniem	**249.543**	**109.083**	**293.466**
Podatek dochodowy	(45.096)	412.593	(78.099)
Zysk netto okresu sprawozdawczego z tego	**204.447**	**521.676**	**215.367**
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	203.636	521.514	215.361
przypadający na udziały mniejszości	811	162	6
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	203.636	521.514	215.361
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	221.594.900	250.042.308	359.016.443
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,92**	**2,09**	**0,60**
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,92**	**2,09**	**0,60**
EBITDA[(1)]	**634.308**	**553.905**	**882.723**

(1) Dane niezbadane. EBITDA składa się z zysku/(straty) operacyjnej powiększonej o amortyzację. EBITDA nie jest miernikiem zysku/(straty) operacyjnej, wyników operacyjnych lub płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA jest miernikiem używanym przez nas w zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że jest powszechnie raportowany oraz szeroko używany przez inwestorów przy porównywaniu wyników na spójnej podstawie z pominięciem amortyzacji, która może się różnić istotnie, w zależności od stosowanych metod księgowych (szczególnie w przypadku dokonania akwizycji) lub innych czynników nieoperacyjnych. W konsekwencji EBITDA został pokazany w Dokumencie Ofertowym, aby umożliwić bardziej pełną i kompleksową analizę wyników naszej działalności w relacji do innych spółek. EBITDA nie powinien być rozpatrywany w oderwaniu od zysku/(straty) operacyjnej określanej zgodnie z MSSF UE lub jako substytut takiego zysku/(straty) operacyjnego, lub jako miernik naszych wyników operacyjnych lub przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej określanych zgodnie z MSSF UE. Ten niezdefiniowany przez MSSF UE miernik nie powinien zastępować analizy naszego rachunku zysków i strat oraz rachunku z przepływów pieniężnych. EBITDA nie jest wskaźnikiem jednolicie definiowanym, nie jest porównywalny do EBITDA prezentowanych przez inne spółki. Z tego powodu, nasze przedstawienie EBITDA może nie być porównywalne do podobnie oznaczonych mierników innych spółek.

Skonsolidowane dane bilansowe na dzień 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku oraz 30 września 2009 roku

	Na dzień 31 grudnia			Na dzień 30 września
	2006	2007	2008	2009
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)	(niezbadane)
	(w tys. PLN)			
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	5.316.272	7.871.161	7.944.815	7.866.899
Użytkowanie wieczyste gruntów	10.290	13.366	15.321	16.548
Wartości niematerialne	25.736	40.518	36.606	37.950
Nieruchomości inwestycyjne	-	4.332	5.034	4.897
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	5.060	5.207	189.941	197.769
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	9.405	14.981	8.965	40.657
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1.617	1.379	1.033	1.167
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	104	129	2.316	1.395
Razem	**5.368.484**	**7.951.073**	**8.204.031**	**8.167.309**
Aktywa obrotowe				
Zapasy	44.255	149.065	270.044	353.129
Świadectwa pochodzenia energii	-	-	-	-
Należności handlowe i pozostałe	624.984	715.110	780.098	971.308
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	2.845	7.531	5.538	2.069
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	3.568	3.292	4.806	-
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	49.323	100.741	47.340
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat			-	1.673.763
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	351.719	940.792	2.620.659	911.704
Razem	**1.027.371**	**1.865.113**	**3.781.886**	**3.959.313**
RAZEM AKTYWA	**6.395.855**	**9.816.186**	**11.985.917**	**12.126.622**
Kapitał własny przypadający na Akcjonariuszy jednostki dominującej				
Kapitał podstawowy	368.170	494.796	588.018	588.018
Akcje własne			(17.396)	
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	-	1.801.078	3.632.464	3.632.464
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	901.110	901.110	1.144.336	1.144.336
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych		1.552	(1,099)	21.821
Pozostałe kapitały			(28,226)	(28.226)
Zyski zatrzymane	3.088.596	3.564.675	3.675.078	3.918.169
Razem	**4.357.876**	**6.763.211**	**8.993.175**	**9.276.582**
Udziały mniejszości	**6.002**	**3.164**	**31.078**	**30.982**
Kapitał własny razem	**4.363.878**	**6.766.375**	**9.024.253**	**9.307.564**
ZOBOWIĄZANIA				
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty i pożyczki	30.987	184.376	152.785	125.933
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	100	19	708	164
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	148	453	1.515	1.388
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	621.142	684.593	767.514	809.294
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	362.826	170.747	123.480	102.928
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	201.169	335.766	438.796	402.672
Rezerwy na pozostałe zobowiązania i obciążenia	860	11.236	33.211	22.961
Razem	**1.217.232**	**1.387.190**	**1.518.009**	**1.465.340**
Zobowiązania krótkoterminowe				
Kredyty i pożyczki	26.559	69.244	52.605	47.830
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	575.782	787.702	865.581	907.364
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	68	296	877	1.080
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	26.077	28.426	26.079	36.215
Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego	66.540	22.945	18.705	71.630
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	62.116	102.023	129.880	120.066
Zobowiązania z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji	-	514.920	163.799	424
Rezerwy na świadectwa pochodzenia energii	5.123	66.638	101.403	38.140
Rezerwy na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia	52.480	70.427	84.726	130.969
Razem	**814.745**	**1.662.621**	**1.443.655**	**1.353.718**
Razem zobowiązania	**2.031.977**	**3.049.811**	**2.961.664**	**2.819.058**
RAZEM PASYWA	**6.395.855**	**9.816.186**	**11.985.917**	**12.126.622**

Informacje finansowe Elektrowni Kozienice

Dane ze zbadanego jednostkowego rachunku zysków i strat lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**2008**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
	(w tys. PLN)		
Przychody			
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	2.078.363	1.892.787	1.948.586
Podatek akcyzowy	(246.765)	(229.718)	(218.222)
Przychody ze sprzedaży netto	**1.831.598**	**1.663.069**	**1.730.364**
Pozostałe przychody operacyjne	63.950	20.988	8.100
Przychody operacyjne razem	**1.895.548**	**1.684.057**	**1.738.464**
Koszty operacyjne			
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych	(212.555)	(224.485)	(226.654)
Wynagrodzenia i świadczenia pracownicze	(184.502)	(202.264)	(200.155)
Zużycie materiałów i energii	(989.067)	(1.010.470)	(1.056.852)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(234.460)	(49.106)	(1.191)
Usługi przesyłowe	(2.699)	(3.264)	(2.432)
Inne usługi obce	(116.074)	(95.438)	(122.337)
Podatki i opłaty	(72.435)	(61.600)	(55.882)
Zysk/Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(968)	(2.368)	304
Pozostałe koszty operacyjne	(39.888)	(15.148)	(16.989)
Koszty operacyjne razem	**(1.852.648)**	**(1.664.143)**	**(1.682.188)**
Zysk z działalności operacyjnej	**42.900**	**19.914**	**56.276**
Przychody finansowe	27.059	44.313	27.079
Koszty finansowe	(32.543)	(26.885)	(34.355)
Zysk przed opodatkowaniem	**37.415**	**37.342**	**49.000**
Podatek dochodowy	(7.788)	(6.300)	(12.926)
Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku	**29.627**	**31.042**	**36.074**
Wpłata z zysku na rzecz Skarbu Państwa	(11.649)	(17.771)	-
Zysk netto po uwzględnieniu obowiązkowej wpłaty z zysku	**17.978**	**13.271**	**36.074**
EBITDA [(1)]	**255.455**	**244.399**	**282.930**

[(1)] Dane niezbadane. EBITDA składa się z zysku/(straty) operacyjnej powiększonej o amortyzację. EBITDA nie jest miernikiem zysku/(straty) operacyjnej, wyników operacyjnych lub płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA jest miernikiem używanym przez nas w zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że jest powszechnie raportowany oraz szeroko używany przez inwestorów przy porównywaniu wyników na spójnej podstawie z pominięciem amortyzacji, która może się różnić istotnie, w zależności od stosowanych metod księgowych (szczególnie w przypadku dokonania akwizycji) lub innych czynników nieoperacyjnych. W konsekwencji EBITDA został pokazany w Dokumencie Ofertowym, aby umożliwić bardziej pełną i kompleksową analizę wyników naszej działalności w relacji do innych spółek. EBITDA nie powinien być rozpatrywany w oderwaniu od zysku/(straty) operacyjnej określanej zgodnie z MSSF UE lub jako substytut takiego zysku/(straty) operacyjnej, lub jako miernik naszych wyników operacyjnych lub przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej określanych zgodnie z MSSF UE. Ten niezdefiniowany przez MSSF UE miernik nie powinien zastępować analizy naszego rachunku zysków i strat oraz rachunku z przepływów pieniężnych. EBITDA nie jest wskaźnikiem jednolicie definiowanym, nie jest porównywalny do EBITDA prezentowanych przez inne spółki. Z tego powodu, nasze przedstawienie EBITDA może nie być porównywalne do podobnie oznaczonych mierników innych spółek.

Dane bilansowe na dzień 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku

	Na dzień 31 grudnia		
	2006	**2007**	**2008**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
	(w tys. PLN)		
AKTYWA			
Aktywa trwałe			
Rzeczowe aktywa trwałe	2.764.374	2.611.312	2.576.869
Użytkowanie wieczyste gruntów	-	-	482
Wartości niematerialne	16.974	21.746	18.485
Nieruchomości inwestycyjne	4.472	4.332	4.166
Inwestycje w spółki zależne	-	-	700
Pozostałe inwestycje finansowe	6.968	6.344	4.935
Aktywa trwałe razem	**2.792.788**	**2.643.734**	**2.605.637**
Aktywa obrotowe			
Zapasy	126.982	97.554	259.067
Inwestycje finansowe	352.728	49.323	100.733
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	-	-	5.400
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	176.774	134.367	301.328
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-	4.806

	Na dzień 31 grudnia		
	2006	**2007**	**2008**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
	(w tys. PLN)		
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	165.285	411.018	87.294
Aktywa obrotowe razem	**821.769**	**692.262**	**758.628**
RAZEM AKTYWA	**3.614.557**	**3.335.996**	**3.364.265**
PASYWA			
Kapitał podstawowy	468.241	468.241	468.241
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	514.920	514.920	514.920
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	-	-	2.748
Zyski zatrzymane	1.461.685	1.460.726	1.438.699
Kapitał własny razem	**2.444.846**	**2.443.887**	**2.424.608**
ZOBOWIĄZANIA			
Zobowiązania z tytułu kredytów i pożyczek	409.073	173.295	145.074
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	67.296	86.595	92.318
Przychody przyszłych okresów z tytułu dotacji rządowych	-	7.178	7.325
Rezerwy	10.109	10.387	10.566
Podatek odroczony	313.580	297.193	304.273
Zobowiązania długoterminowe razem	**800.058**	**574.648**	**559.556**
Zobowiązania z tytułu kredytów i pożyczek	75.130	40.975	42.316
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	12.267	4.280	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	254.066	240.421	275.422
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	27.362	30.052	37.022
Rezerwy krótkoterminowe	828	946	24.506
Rezerwy na świadectwa pochodzenia energii	-	8	253
Przychody przyszłych okresów a tytułu dotacji rządowych	-	779	582
Zobowiązania krótkoterminowe razem	**369.653**	**317.461**	**380.101**
Razem zobowiązania	**1.169.711**	**892.109**	**939.657**
RAZEM PASYWA	**3.614.557**	**3.335.996**	**3.364.265**

Podsumowanie Oferty Globalnej

Poniżej przedstawiono podsumowanie niektórych informacji zawartych w innych częściach niniejszego Dokumentu Ofertowego. Zgodnie z zamierzeniem nie są one kompletne i podlegają w całości uściśleniu na podstawie bardziej szczegółowych informacji występujących w innych częściach niniejszego Dokumentu Ofertowego.

Spółka ..... ENEA S.A., spółka akcyjna utworzona w Polsce.

Akcjonariusz Sprzedający ..... Skarb Państwa Rzeczpospolitej Polskiej.

Akcje Oferowane ..... Akcjonariusz Sprzedający oferuje do 70.851.533 akcji zwykłych na okaziciela Serii A o wartości nominalnej 1 PLN za akcję w Ofercie Globalnej.

Prawa głosu ..... Każda Akcja Oferowana uprawnia jej właściciela do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy.

Oferta Globalna ..... Oferta Globalna obejmuje ofertę w Stanach Zjednoczonych Ameryki na rzecz QIBs na podstawie Przepisu 144A, oraz ofertę na rzecz inwestorów instytucjonalnych poza Stanami Zjednoczonymi w ramach transakcji symetrycznej, w tym na terytorium Rzeczpospolitej Polskiej na podstawie Regulacji S.

Menedżerowie ..... Credit Suisse Securities (Europe) Limited („**Globalny Koordynator**"), wraz z Citigroup Global Markets Limited, Domem Maklerskim Banku Handlowego S.A. oraz UniCredit CAIB Poland S.A. („**Współprowadzący Księgę Popytu**").

Ograniczenie Zbywalności Akcji (*Lock-up*) ..... *Spółka*

Spółka zobowiązała się w Umowie o Ograniczeniu Zbywalności Akcji zawartej w dniu 28 stycznia 2010 roku, z zastrzeżeniem pewnych wyjątków, od daty Umowy Gwarantowania przez okres 180 dni, że bez uprzedniej zgody Globalnego Koordynatora wyrażonej w imieniu Organizatorów Emisji, nie będzie emitować, oferować, sprzedawać, zawierać umów w sprawie sprzedaży, zastawiać ani w inny sposób rozporządzać (ani publicznie ogłaszać takiej emisji, oferty, sprzedaży lub rozporządzenia) jakimikolwiek akcjami Spółki lub papierami wartościowymi wymiennymi lub zamiennymi na akcje Spółki lub warrantów bądź innych praw do nabycia akcji Spółki lub jakichkolwiek papierów wartościowych lub produktów finansowych, których wartość określana jest bezpośrednio lub pośrednio poprzez odniesienie do ceny bazowych papierów wartościowych, w tym instrumentów typu swap akcyjny, sprzedaż na termin i opcja. Zob. „*Zasady Dystrybucji*".

Akcjonariusz Sprzedający

Akcjonariusz Sprzedający zobowiązał się w Umowie o Ograniczeniu Zbywalności Akcji zawartej w dniu 28 stycznia 2010 roku, z zastrzeżeniem pewnych wyjątków, od daty Umowy Gwarantowania przez okres 180 dni, że bez uprzedniej zgody Globalnego Koordynatora wyrażonej w imieniu Organizatorów Emisji, nie będzie oferować, sprzedawać, zawierać umów w sprawie sprzedaży, zastawiać ani w inny sposób rozporządzać (ani publicznie ogłaszać takiej emisji, oferty, sprzedaży lub rozporządzenia) jakimikolwiek akcjami Spółki lub papierami wartościowymi wymiennymi lub zamiennymi na akcje Spółki lub warrantów bądź innych praw do nabycia akcji Spółki lub jakichkolwiek papierów wartościowych lub produktów finansowych, których wartość określana jest bezpośrednio lub pośrednio poprzez odniesienie do ceny bazowych papierów wartościowych, w tym instrumentów typu swap akcyjny, sprzedaż na termin i opcja. Zob.

„*Zasady Dystrybucji*".

Stabilizacja oraz Opcja Stabilizacyjna ..... W związku z Ofertą Globalną, Menedżer Stabilizujący może nabywać na GPW do 10% łącznej liczby Akcji Oferowanych przydzielonych inwestorom w ramach Oferty Globalnej w celu stabilizacji kursu giełdowego tych Akcji na poziomie wyższym, niż poziom, który ustaliłby się w innych okolicznościach. Nabywanie Akcji w ramach transakcji stabilizacyjnych będzie dokonywane na zasadach określonych w unijnym rozporządzeniu w sprawie stabilizacji. Transakcje nabycia Akcji mogą być dokonywane w okresie nie dłuższym niż 30 dni od daty przydziału Akcji Oferowanych po cenie nie wyższej niż Cena Ofertowa. Menedżer Stabilizujący nie jest zobowiązany do podjęcia jakichkolwiek działań stabilizacyjnych. Jeżeli działania takie zostaną podjęte, mogą zostać w każdej chwili przerwane według swobodnego uznania Menedżera Stabilizującego. Nie ma pewności, że jeżeli działania stabilizacyjne zostaną podjęte, to przyniosą one oczekiwane skutki. W związku z transakcjami stabilizacyjnymi, które Menedżer Stabilizujący może przeprowadzać na GPW po Ofercie Globalnej, Akcjonariusz Sprzedający udzielił Menedżerowi Stabilizującemu opcję („**Opcja Stabilizacyjna**") na mocy umowy, która stanowi, że Akcjonariusz Sprzedający sprzeda Menedżerowi Stabilizującemu do 10% łącznej liczby Akcji Oferowanych przydzielonych inwestorom w ramach Oferty Globalnej na podstawie warunkowej umowy nabycia akcji, która, pod warunkami opisanymi powyżej, zostanie zawarta przed Dniem Ustalenia Ceny pomiędzy Akcjonariuszem Sprzedającym a Menedżerem Stabilizującym („**Warunkowa Umowa Nabycia Akcji**"). Warunkowa Umowa Nabycia Akcji stanowić będzie, że jeżeli w wyniku przeprowadzenia transakcji stabilizacyjnej(-ych) Menedżer Stabilizujący nabędzie jakiekolwiek Akcje, to nabycie tego rodzaju Akcji stanowić będzie spełnienie warunku rozwiązującego pierwotnego w stosunku zbycia tych Akcji Menedżerowi Stabilizującemu. W konsekwencji tytuł własności do Akcji nabytych przez Menedżera Stabilizującego automatycznie przejdzie ponownie na Akcjonariusza Sprzedającego. Aby zrównoważyć łączny zakup Akcji nabytych w ramach transakcji stabilizacyjnych, zgodnie z Warunkową Umową Nabycia Akcji, Menedżer Stabilizujący zatrzyma przez cały Okres Stabilizacji środki pochodzące z odsprzedaży Akcji nabytych na mocy Warunkowej Umowy Nabycia Akcji inwestorom w ramach Oferty Globalnej. Wszelkie środki zatrzymane przez Menedżera Stabilizującego, pozostałe po sprzedaży w ramach Oferty Globalnej, a niewykorzystane do pokrycia zakupów w ramach transakcji stabilizujących, zostaną przekazane Akcjonariuszowi Sprzedającemu. Każde nabycie, sprzedaż lub przeniesienie Akcji w ramach Warunkowej Umowy Nabycia Akcji będzie dokonywane po Cenie Ofertowej.

Warunkiem zawarcia przez Akcjonariusza Sprzedającego Warunkowej Umowy Nabycia Akcji jest uzyskanie zgody Rady Ministrów RP. W przypadku niewyrażenia wspomnianej zgody do Dnia Ustalenia Ceny, Akcjonariusz Sprzedający nie przystąpi do Warunkowej Umowy Nabycia Akcji i nie będą miały miejsca żadne transakcje stabilizacyjne w związku z Ofertą Globalną.

Cena Ofertowa ..... Akcjonariusz Sprzedający, po konsultacji z Menedżerami i w oparciu o wyniki procedury tworzenia księgi popytu, określi cenę ofertową Akcji Oferowanych ("**Cena Ofertowa**"). Cena Ofertowa będzie ostateczną ceną, według której Akcje Oferowane będą sprzedawane w ramach Oferty Globalnej.

Planowany Termin Oferty ..... Deklaracje dotyczącej do księgi popytu w Ofercie Globalnej przyjmowane będą w okresie od 4 lutego 2010 roku do 9 lutego 2010 roku.

Skarb Państwa zastrzega sobie prawo zmiany terminu Oferty Globalnej po konsultacji z Menedżerami.

Płatność i rozliczenie ..... Inwestorzy Instytucjonalni dokonają zapłaty za Akcje Oferowane, gdy złożone przez nich zamówienia zostaną przyjęte.

Oczekuje się, że Akcje Oferowane zostaną uznane na rachunkach papierów wartościowych inwestorów w najkrótszym możliwym terminie po przydziale Akcji Oferowanych.

Dzień Ustalenia Ceny..... Dnia 9 lutego 2010 roku lub w zbliżonym terminie Akcjonariusz Sprzedający, Spółka i Zarządzający ustalą Cenę Ofertową w oparciu o wyniku procesu budowania księgi popytu. Cena Ofertowa będzie stanowiła ostateczną cenę, po której inwestorzy nabędą Akcję Oferowane.

Sprzedaż ..... Akcje Oferowane dopuszczone są do obrotu na rynku głównym GPW w Warszawie pod symbolem "ENEA" i ISIN PLENEA000013. Dnia 28 stycznia 2010 roku kurs zamknięcia naszych Akcji na GPW w Warszawie wyniósł 18,82 PLN za akcję.

Wysokość wpływów netto z Oferty Globalnej po odjęciu prowizji i szacunkowych wydatków szacowana jest na kwotę [●] PLN. Wpływy netto uzyskane ze sprzedaży Akcji Oferowanych zostaną wypłacone Akcjonariuszowi Sprzedającemu. Nie otrzymamy żadnych wpływów ze sprzedaży Akcji Oferowanych w Ofercie Globalnej.

Opłaty ..... Akcjonariusz Sprzedający zobowiązał się wypłacić Menedżerom wynagrodzenie stanowiące 0,8% plus premia uznaniowa w wysokości 0,3% wpływów brutto z Oferty Globalnej. W celu uzyskania dalszych informacji dotyczących wynagrodzenia w odniesieniu do Umowy Plasowania i innych umów z Menedżerami, zob. "*Zasady Dystrybucji*".

Polityka w zakresie dywidendy... Wszyscy kupujący Akcje Oferowane będą uprawnieni do dywidendy, jeśli będzie wypłacana, na tym samym poziomie za rok obrachunkowy rozpoczynający się dnia 1 stycznia 2010 roku oraz za kolejne lata. Zob. "*Dywidendy — polityka w zakresie dywidendy*" oraz "*Akcje, kapitał zakładowy, walne zgromadzenie akcjonariuszy*".

Opodatkowanie ..... Co do zasady, dochód z dywidendy uzyskany na terytorium Polski podlega opodatkowaniu podatkiem ryczałtowym w wysokości 19%. Zob. "*Opodatkowanie*".

Umowa Plasowania oraz Umowa Gwarantowania..... Zawarliśmy umowę plasowania („**Umowa Plasowania**") z Menedżerami oraz Akcjonariuszem Sprzedającym dotyczącą Oferty Globalnej, na podstawie której Menedżerowie zobowiązali się podjąć uzasadnione wysiłki w celu zapewnienia kupujących w ramach Oferty. Dodatkowo, Akcjonariusz Sprzedający i Menedżerowie zawarli oddzielną umowę gwarantowania ("**Umowa Gwarantowania**"), na podstawie której niektórzy z Menedżerów wyrazili zgodę, oddzielnie, ale nie łącznie, na objęcie i opłacenie Akcji Oferowanych po Cenie Ofertowej w przypadku, gdy inwestorzy nie nabędą Akcji Oferowanych.

Zob. "*Zasady Dystrybucji*".

CZYNNIKI RYZYKA

Nasza działalność, jak również inwestycja w Akcje Oferowane wiąże się z istotnym ryzykiem. Przed podjęciem decyzji o inwestycji w Akcje Oferowane potencjalni inwestorzy powinni starannie przeanalizować informacje zawarte w niniejszym Dokumencie Ofertowym, a w szczególności ryzyka przedstawione poniżej w powiązaniu z informacjami zawartymi w innych częściach niniejszego Dokumentu Ofertowego. Wystąpienie jakiegokolwiek z ryzyk może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju. Kurs Akcji Oferowanych może wówczas spaść, a w efekcie inwestorzy mogą stracić całość lub część zainwestowanych środków finansowych.

Poniżej przedstawiamy ryzyka i niewiadome, które uważamy za istotne. Ryzyka i niewiadome określone poniżej nie stanowią kompletnej ani wyczerpującej listy i w konsekwencji nie mogą być traktowane jako jedyne ryzyka, na które narażona jest nasza Grupa. Dodatkowe ryzyka, które nam nie są obecnie znane lub, które nie są przez nas uważane za istotne, mogą również spowodować spadek naszych przychodów, wzrost kosztów lub prowadzić do spadku kursu Akcji Oferowanych.

Czynniki ryzyka związane z naszą działalnością i otoczeniem, w jakim prowadzimy działalność

Działamy w ściśle regulowanym sektorze gospodarki, a osiągane przez nas wyniki z działalności są zależne od szeregu regulacji i decyzji organów regulacyjnych

Nasza działalność podlega licznym przepisom i regulacjom polskim oraz europejskim (włączając w to traktaty, rozporządzenia, dyrektywy, decyzje Komisji Europejskiej oraz orzeczenia Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości) oraz prawu międzynarodowemu (traktaty, inne umowy międzynarodowe). Przepisy prawa, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie oraz działania właściwych organów istotne dla naszej działalności, podlegają zmianom. W szczególności, Prawo Energetyczne wielokrotnie podlegało nowelizacji, a część z tych nowelizacji wprowadzała zasadnicze zmiany w zakresie regulacji podstawowych obszarów naszej działalności. Tego rodzaju zmiany mogą mieć trudny do przewidzenia wpływ na naszą działalność.

Ponadto, znacząca część właściwych przepisów została uchwalona stosunkowo niedawno i nie istnieje ugruntowana praktyka ich stosowania przez sądy, organy administracji i inne organy stosujące prawo. Istotna część zagadnień uregulowanych tymi przepisami ma charakter precedensowy i zarówno sądy, organy administracji, inne organy stosujące prawo, jak i sami uczestnicy rynku, nie mają wystarczającej praktyki w ich interpretowaniu i stosowaniu. W wielu obszarach podlegających regulacji decyzje właściwych organów (np. Prezesa URE) mogą charakteryzować się uznaniowością. W efekcie istnieje ryzyko niedostosowania niektórych obszarów naszej działalności do zmieniających się przepisów i regulacji oraz wydawania przez poszczególne organy i sądy decyzji lub orzeczeń sprzecznych ze sobą bądź nieprzewidywalnych. Nasza działalność zależy również w znaczący sposób od decyzji, stanowisk, opinii i innych działań organów polskich, organów Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej oraz organów innych państw, przy czym niektóre decyzje, stanowiska, opinie i inne działania takich organów nie mają charakteru przepisów prawa, ale w praktyce muszą być przez nas stosowane.

Organem pełniącym funkcję regulatora rynku paliw i energii jest Prezes URE. Do jego kompetencji należy w szczególności:

- udzielanie i cofanie koncesji, na podstawie których prowadzimy działalność oraz zatwierdzanie (w określonym zakresie),
- kontrolowanie stosowania taryf energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w Prawie Energetycznym, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
- wyznaczanie operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych,
- zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- kompetencje w zakresie organizowania i przeprowadzania przetargów dotyczących wyłaniania sprzedawcy z urzędu, budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej, realizacja innych obowiązków wynikających z prawa krajowego i Prawa Europejskiego oraz rozstrzyganie niektórych sporów.

Ponadto, w sytuacjach spornych Prezes URE może m.in. wydać postanowienie w zakresie odmowy zawarcia umowy dotyczącej dostarczania lub sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, czy też przyłączenia do sieci, a także posiada kompetencje w zakresie ustalania treści tych umów. Prezes URE może nakładać na nas – zgodnie z przepisami Prawa

Energetycznego – kary pieniężne, których wysokość może sięgać 15% przychodu ukaranego podmiotu osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary może sięgać 15% przychodu ukaranego podmiotu, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Według Nowelizacji Prawa Energetycznego Prezes URE będzie obowiązany do opracowania co dwa lata raportu na temat warunków prowadzenia działalności przedsiębiorstw energetycznych, wraz z proponowanymi zmianami przepisów określających warunki eksploatacji sieci energetycznej oraz zasad ustalania taryf na energię elektryczną, w celu poprawy potencjału wytwórczego i przesyłowego.

Prezes URE współdziała również z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję. W tym zakresie znaczący wpływ na działalność w sektorze elektroenergetycznym ma także Komisja Europejska, Prezes UOKiK i inne organy.

Na naszą działalność w sektorze elektroenergetycznym oraz wydobywczym mają również wpływ działania innych organów. W szczególności, Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki może wprowadzić na czas oznaczony na terytorium Polski ograniczenia w sprzedaży paliw oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła, w przypadku wystąpienia zagrożeń wymienionych w Prawie Energetycznym (zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, zagrożenie bezpieczeństwa osób, zagrożenie wystąpieniem znacznych strat materialnych).

Również organy samorządowe mogą wpływać na naszą działalność, w szczególności poprzez ustalanie lokalnych planów zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną i wskazywanie tych części planów, z którymi nasze działania prowadzone na danym obszarze muszą być zgodne.

Ponadto, przyjęty w 2009 roku przez Parlament Europejski i Radę tzw. trzeci pakiet energetyczny przewiduje m.in. ustanowienie Agencji do spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki (tzw. pan-europejskiego regulatora rynku energii), którego działalność będzie miała znaczący wpływ na naszą działalność i może rodzić ryzyka podobne, jak ryzyka wynikające z działalności polskiego regulatora (Prezesa URE).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

Zatwierdzane przez Prezesa URE taryfy dla energii elektrycznej oraz świadczonych usług dystrybucji, które stosujemy w naszej działalności, opierają się na szeregu elementów ustalanych przez Prezesa URE

Jesteśmy zobowiązani do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE (i) taryf w zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom zużywającym energię na potrzeby gospodarstw domowych oraz (ii) w zakresie dystrybucji energii dla odbiorców przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej. Prawo Energetyczne określa szczegółowe zasady kalkulacji taryf, a obowiązkiem Prezesa URE jest zatwierdzanie taryf zgodnie z zasadami określonymi w tej ustawie. Sposób kalkulacji taryf, zgodnie z przepisami prawa, ma zapewniać przedsiębiorstwu energetycznemu: (i) pokrycie planowanych na dany okres taryfowy kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione; oraz (ii) uzyskanie określonej marży (w obrocie) lub zwrotu z kapitału (w dystrybucji) przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Niektóre elementy kalkulacji taryf ustala Prezes URE na podstawie przyjętych przez siebie modeli ekonomicznych i innych założeń, które nie uwzględniają rzeczywistych kosztów naszej działalności i wartości naszych aktywów wykazywanej w naszych sprawozdaniach finansowych. W konsekwencji elementy kalkulacji taryfy są przedmiotem, często długotrwałych, uzgodnień z Prezesem URE, które mogą skutkować nieosiągnięciem oczekiwanych przez nas przychodów, co może wpłynąć negatywnie na poziom uzyskiwanych przez nas marż oraz zwrotu z kapitału.

W praktyce taryfy są zatwierdzane najczęściej na okres jednego roku. Dodatkowo, w odniesieniu do taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej, Prezes URE wyznacza długość okresów regulacyjnych (od 3 do 5 lat) i określa modelowy poziom kosztów uznanych za uzasadnione. W przypadku poniesienia w trakcie okresu regulacyjnego dodatkowych kosztów, które nie zostały uwzględnione w modelu lub zostały uwzględnione w niższej wysokości, mamy ograniczone możliwości uwzględnienia takich kosztów w taryfie. W praktyce Prezes URE akceptuje korektę taryfy tylko w przypadku znaczącego wzrostu kosztów z przyczyn od nas niezależnych. Przykładowo, w 2009 roku zarówno ENEA, jak i ENEA Operator wnioskowały odpowiednio o podwyższenie cen energii elektrycznej dla odbiorców z gospodarstw domowych oraz o podwyższenie stawek opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej, jednak wnioski te zostały odrzucone. Dlatego też nie ma pewności, że Prezes URE podzieli nasze stanowisko również w innych przypadkach wzrostu naszych kosztów i wystąpienia z wnioskiem o korektę taryfy i wyda decyzję zmieniającą ją w sposób dla nas zadowalający.

W przypadku braku zatwierdzenia nowej taryfy przez Prezesa URE po danym okresie taryfowym, co do zasady jesteśmy zobowiązani do stosowania taryfy zatwierdzonej dla zakończonego okresu regulacyjnego, która może nie uwzględniać zwiększenia kosztów naszej działalności. Wystąpienie takiej sytuacji w przyszłości może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki operacyjne lub perspektywy rozwoju.

Nasza działalność, sytuacja finansowa oraz wyniki działalności zależą od cen hurtowych energii elektrycznej

Ceny hurtowe energii elektrycznej zależą od wielu czynników w tym czynników rynkowych i regulacyjnych. Ponieważ nasze koszty, związane głównie z wytwarzaniem energii elektrycznej, mają w znacznym stopniu charakter stały, nie mamy możliwości ich obniżenia w okresach spadku cen energii elektrycznej. Ponadto w chwili obecnej hurtowy rynek obrotu energią jest w pełni zliberalizowany, tak więc osiągany przez nas poziom przychodów jest uzależniony od cen energii elektrycznej obowiązujących w danym momencie na rynku. Ponieważ wolny rynek energii elektrycznej w Polsce funkcjonuje od niedawna, trudno przewidzieć jak będą kształtowały się ceny energii elektrycznej w przyszłości. W przypadku działalności dystrybucyjnej ceny energii elektrycznej znajdują odzwierciedlenie w taryfie (na poziomie uznanym przez Prezesa URE) oraz wyniki działalności przez rzeczywiste koszty zakupu energii w zawieranych przez ENEA Operator umowach. W przypadku, gdy ceny detaliczne sprzedaży energii na wolnym rynku nie będą wystarczające, aby pokryć nasze przyszłe koszty, może to mieć negatywny wpływ na osiągane przez nas marże lub perspektywy rozwoju.

Nasza działalność, sytuacja finansowa oraz wyniki działalności zależą od dostaw i cen węgla

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej przez nasze podstawowe aktywa wytwórcze, tj. Elektrownię Kozienice, jest węgiel kamienny. W 2008 roku koszty węgla stanowiły 54% naszych kosztów operacyjnych w zakresie wytwarzania, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku udział ten wyniósł 55%. W zakresie dostaw węgla jesteśmy uzależnieni od czterech dostawców, z czego największy dostarczył nam w 2008 roku ponad 54%, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku – 51% tego surowca w ujęciu ilościowym. 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. 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. Aktualnie obowiązujące umowy zostały zawarte przez nas na czas określony i mogą podlegać rozwiązaniu. 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 zawieszone lub przerwane z innego powodu (np. w wyniku strajku pracowników kopalń), Elektrownia Kozienice może zostać zmuszona do sprowadzania węgla z odleglejszych terenów, w tym z innych krajów, po wyższych cenach, wstrzymania lub ograniczenia wytwarzania energii elektrycznej w oparciu od dostępne sobie zapasy 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.

Okoliczności te mogą wywierać niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

Podlegamy obowiązkowi uzyskiwania świadectw pochodzenia

Przepisy prawa nakładają na nas, jako prowadzących sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających: (i) wytworzenie części energii elektrycznej w odnawialnych źródłach; oraz (ii) wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (wysokosprawnej kogeneracji). W razie nieuzyskania i nieprzedstawienia do umorzenia określonej wymaganej liczby świadectw pochodzenia mamy obowiązek wniesienia „**opłat zastępczych**". Ilość niezbędnych do uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia wynika z przepisów prawa i jest obliczana jako procentowy udział energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym. Udział ten co do zasady będzie rósł w kolejnych latach. Ponadto wzrastać może ilość energii elektrycznej sprzedawanej przez nas odbiorcom końcowym. Posiadane przez nas źródła energii odnawialnej lub wytwarzanej w kogeneracji, pozwalają jedynie w niewielkim stopniu na wykonanie przez nas obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia. W konsekwencji jesteśmy zmuszeni zaopatrywać się w świadectwa pochodzenia od osób trzecich lub wnosić opłaty zastępcze, których wysokość zasadniczo corocznie się zwiększa. Z uwagi na brak wystarczającego potencjału źródeł wytwarzających taką energię w Polsce, należy liczyć się ze wzrostem cen świadectw pochodzenia na rynku, co może skutkować znaczącym wzrostem kosztów naszej działalności. Nie ma pewności, że zwiększone ceny takich świadectw pochodzenia lub wnoszone przez nas opłaty zastępcze, będą mogły zostać odzwierciedlone w cenie energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym. Jeżeli nie będziemy w stanie pozyskać odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia na korzystnych warunkach lub jeżeli warunki rynkowe uniemożliwią nam przeniesienie na odbiorców końcowych wyższych kosztów ponoszonych przez nas w związku z nabywaniem świadectw pochodzenia, może to mieć negatywny wpływ na nasze przepływy pieniężne oraz osiągane przez nas marże.

Mamy obowiązek spełniać wymogi związane z uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla i ich ceną rynkową oraz podlegamy czynnikom ryzyka wynikającym z wdrażania programu ograniczania emisji gazów cieplarnianych, zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych i ograniczania zużycia energii („pakiet 3x20")

Działalność naszej Grupy w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przez elektrownie i elektrociepłownie opalane paliwem kopalnym wiąże się z uwalnianiem do atmosfery dużych ilości dwutlenku węgla. Z tego powodu wszelkie przepisy dotyczące ograniczenia emisji CO_2, w tym przepisy UE dotyczące energetyki i pakietu klimatycznego będą miały istotny wpływ na naszą działalność. W szczególności proces sukcesywnego ograniczania przydziału nieodpłatnych uprawnień do emisji CO_2 oznacza, że emisja CO_2 wykraczająca poza limit tych uprawnień przyznanych polskim instalacjom w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień tworzy konieczność zakupu uprawnień EUA bądź jednostek *Certified Emissions Reduction* (CER) lub *Emissions Reduction Units* (ERU), których cena jest o zmienna. Zgodnie z założeniami trzeciego okresu rozliczeniowego Wspólnotowego Systemu Handlu Emisjami CO_2, po roku 2020 uprawnienia nieodpłatne w ogóle nie będą przyznawane, a w poprzedzających latach (2013-2020) ich liczba będzie stopniowo zmniejszana, przy czym nie określono dotąd jaka ma być ścieżka zmniejszania. Dodatkowo, warunkiem przydziału nieodpłatnych uprawnień do emisji CO_2 przedsiębiorstwom polskiego sektora elektroenergetycznego po 2012 roku będzie wcześniejsza akceptacja przez Komisję Europejską KPRU uwzględniającego inwestycje w odtworzenie i modernizację infrastruktury oraz wdrażanie czystych ekologicznie technologii. Jeżeli taki plan nie uzyska akceptacji Komisji Europejskiej, polski sektor elektroenergetyczny po 2012 roku nie będzie mógł uzyskać żadnych nieodpłatnych uprawnień do emisji CO_2.

W związku z powyższymi regulacjami przewidujemy, iż w przyszłości będziemy zmuszeni w większym niż dotychczas zakresie nabywać uprawnienia do emisji CO_2 (EUA) lub jednostki CER lub ERU, ograniczyć część naszej działalności związanej z produkcją energii elektrycznej w instalacjach emitujących CO_2 lub wprowadzić kosztowne technologiczne modernizacje naszych instalacji celem uniknięcia części emisji (np. technologia CCS). W latach 2008-2012 roku ilość przyznanych uprawnień do emisji dwutlenku węgla odpowiada produkcji energii elektrycznej na poziomie około 10,9 TWh brutto rocznie, dlatego też w roku 2008 zwiększyliśmy swój roczny limit wykorzystując pewną część uprawnień przyznanych nam na 2009 rok. Dlatego też bieżący poziom uprawnień jest niewystarczający aby uzyskać pokrycie całości naszych mocy wytwórczych. Spodziewane jest, że po roku 2013 uprawnienia do emisji dwutlenku węgla emisji będzie można nabyć w ramach systemu licytacji.

Ponadto, zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/KE z dnia 23 kwietnia 2009 roku dotyczącą geologicznego składowania CO_2 (Dyrektywą CCS), której termin na implementację do prawa krajowego upłynie 25 czerwca 2011 roku, w odniesieniu do niektórych nowobudowanych elektrowni będziemy musieli dokonać oceny, czy w planowanej inwestycji możliwe jest stosowanie technologii CCS (tzw. „*carbon capture and storage*"). W przypadku spełnienia tych warunków, na terenie nowobudowanego obiektu będzie musiała zostać zarezerwowana odpowiednia przestrzeń na instalację urządzeń działających w technologii CCS, co może wiązać się z koniecznością wprowadzenia kosztownych rozwiązań technologicznych. Komercjalizacja technologii CCS może postępować w tempie wolniejszym niż się to obecnie zakłada, co oznaczałoby pogorszenie pozycji konkurencyjnej jednostek wytwórczych opartych na węglu. Powyższe okoliczności będą w istotny sposób wpływać na podejmowanie decyzji inwestycyjnych oraz na strategię wytwarzania i obrotu energią, z uwzględnieniem: optymalnego miksu paliwowego, w tym energii odnawialnej i powstającej w skojarzeniu, wyboru bloków energetycznych zgodnie z ich charakterystyką pracy dziennej i sezonowej, czasu wykorzystania mocy elektrowni oraz strategii w zakresie oferowania usług rezerwy mocy na potrzeby operatora sieci przesyłowej.

Ponadto, pakiet energetyczno-klimatyczny Unii Europejskiej przewiduje także dalsze zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do całkowitego zużycia energii elektrycznej w kraju (w przypadku Polski do poziomu 15% do 2020 roku) oraz wymóg zmniejszenia ogólnego zużycia energii. Wymóg zmniejszenia zużycia energii może powodować konieczność ponoszenia przez nas istotnych nakładów związanych z modernizacją istniejących instalacji w celu podniesienia ich efektywności. Zarówno istniejący system wsparcia ekonomicznego produkcji energii w źródłach odnawialnych, jak i planowany system wsparcia dla przedsięwzięć związanych z poprawą efektywności energetycznej nie gwarantują uzyskiwania pochodzących ze sprzedaży świadectw pochodzenia subwencji w całym okresie funkcjonowania inwestycji. Zachodzi zatem ryzyko, że poczynione przez nas w oparciu o obecny stan prawny inwestycje w obszarach energetyki odnawialnej i efektywności energetycznej nie zapewnią planowanych przychodów.

Powyższe okoliczności mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

Możemy ponosić znaczące koszty z tytułu przyłączania do naszej sieci wytwórców energii elektrycznej

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

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego, ENEA Operator jest stroną w kilkudziesięciu postępowaniach prowadzonych przez Prezesa URE, które dotyczą przyłączenia do własnej sieci dystrybucyjnej, w tym zasad rozliczenia kosztów oraz określenia wysokości opłat za przyłączenie. ENEA Operator uznaje, że koszty przebudowy sieci powinny być uwzględniane w kosztach przyłączenia do sieci i stanowić podstawę do kalkulacji opłat za przyłączenie do sieci, które poniesione zostaną przez podmioty wnioskujące o przyłączenie do sieci. Jednakże, w związku z postępowaniami administracyjnymi dotyczącymi innych przedsiębiorstw energetycznych, jak i ENEA Operator, Prezes URE uznał tego rodzaju wyliczenia kosztów przyłączenia do sieci za niezgodne z przepisami Prawa Energetycznego, a tym samym, że to przedsiębiorstwo energetyczne powinno ponieść całość kosztów związanych z przebudową sieci.

Dlatego też, możemy zostać zmuszeni do poniesienia znaczących kosztów związanych z przebudową naszej sieci wskutek nałożenia na nas obowiązku przyłączenia podmiotów wnioskujących o takie przyłączenie. Powodem naszego niepokoju jest w szczególności duża liczba wytwórców energii ze źródeł odnawialnych starających się o przyłączenie do naszej sieci. Możemy zostać zmuszeni do poniesienia znaczących nakładów w krótkim okresie czasu jeżeli wszystkie lub większość wspomnianych tu spraw toczących się przed Prezesem URE zostanie rozstrzygniętych na niekorzyść ENEA Operator. Będziemy być może zmuszeni zaciągnąć zobowiązania kredytowe aby sfinansować tego rodzaju nakłady. W przypadku konieczności podniesienia naszych stawek w dystrybucji energii elektrycznej w celu przeniesienia powiększonych kosztów przyłączenia na naszych klientów, możemy stawać w obliczu zwiększonej konkurencji. Wreszcie, biorąc pod uwagę istotną liczbę wniosków o przyłączenie ze strony operatorów farm wiatrowych, możemy nie być w stanie przyłączać innego rodzaju źródeł odnawialnych, szczególnie w zakresie sieci średniego napięcia, w której duża ilość farm wiatrowych zgłaszana do przyłączenia znacznie ogranicza możliwość przyłączenia do tej sieci innych rodzajów źródeł odnawialnych.

Powyższe okoliczności mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

Ryzyko ograniczeń emisji innych niż CO_2 substancji do środowiska oraz zaostrzania standardów BAT

Działalność prowadzona przez nasze spółki, w szczególności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wiąże się z emisją do środowiska naturalnego nie tylko CO_2, ale także NO_x, SO_2, pyłów i innych substancji. Instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego, tj. instalacje, których funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w nich działalności, mogą powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, muszą więc spełniać wymogi najlepszych dostępnych technik (*Best Available Techniques*, „**BAT**"), co wiąże się z koniecznością ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych. Nie możemy też przewidzieć czy w przyszłości wymagania dotyczące najlepszych dostępnych technik zostaną zaostrzone lub ich zakres ulegnie rozszerzeniu, przez co zmuszeni będziemy do ponoszenia znacznych nakładów w zakresie dostosowania się do nowych wymogów oraz tego, czy będziemy w stanie sprostać ustalonym terminom przystosowana posiadanych przez nas czasie urządzeń.

Istniejące i przyszłe ograniczenia w zakresie emisji innych niż gazy cieplarniane substancji (NO_x, SO_2, pyłów i innych) mogą powodować analogiczne skutki, jak ograniczenia emisji CO_2. Kierunki rozwoju Prawa Europejskiego i prawa polskiego wykazują stałą tendencję do zaostrzania ograniczeń korzystania ze środowiska naturalnego dla celów przemysłowych, w tym poprzez obniżanie limitów emisji zanieczyszczeń do środowiska. Wprowadzenie w przyszłości obniżonych limitów emisji będzie skutkować koniecznością ponoszenia znaczących kosztów związanych z modernizacją i zmianą technologiczną naszych urządzeń i instalacji.

Zakres planowanych obniżeń limitów emisyjnych w najbliższych latach nie został przesądzony. W szczególności projekt nowej dyrektywy zintegrowanego podejścia do przeciwdziałania i ograniczania emisji przemysłowych (*Integrated Pollution Prevention and Control*) – „**Dyrektywy IED"** przygotowany przez Komisję Europejską rozszerzał zakres instalacji objętych wymogiem stosowania najlepszych dostępnych technik oraz znacznie zaostrzał standardy emisyjne m.in. dla SO_2, NO_x i pyłu. Jednakże, zgodnie z ostatnim stanowiskiem Rady, będzie istniała możliwość, żeby duże obiekty energetycznego spalania mogły utrzymać obecne poziomy emisji do końca 2020 roku. Konieczność wdrożenia zaostrzonych standardów w terminie pierwotnie proponowanym przez Komisję, czyli do roku 2016, wiązałby się z koniecznością przeprowadzenia istotnych i kosztownych modernizacji w naszych elektrociepłowniach lub zaprzestania eksploatacji takich urządzeń i instalacji. Dalsze zmiany zapisów Dyrektywy IED mogą mieć istotny wpływ na możliwość eksploatacji naszych źródeł wytwórczych.

Ryzyko wprowadzenia zaostrzonych przepisów krajowych w zakresie dopuszczalnych emisji SO_2 i NO_x dla sektora energetycznego wiąże się również z koniecznością dotrzymania przez Polskę limitów emisji tych substancji ze wszystkich obiektów energetycznego spalania. Przedmiotowe limity są określone w Załączniku XII do Traktatu Akcesyjnego i obowiązują Polskę od 2008 roku. Opublikowane dane dotyczące wielkości emisji SO_2 w sektorze energetycznym w 2008 roku wskazują, że Polska może mieć trudności z wypełnieniem przedmiotowych zobowiązań. W konsekwencji nie można wykluczyć, iż w przypadku ryzyka naruszenia limitów obowiązujących Polskę od 2008 roku na mocy Załącznika XII do Traktatu Akcesyjnego w przyszłości Polska może podjąć działania zmierzające do zaostrzenia obecnych standardów, także w stosunku do podmiotów, które korzystają z derogacji indywidualnie przyznanych w Traktacie Akcesyjnym. Konieczność przestrzegania zaostrzonych wymogów w zakresie emisji do środowiska CO_2, NO_x,

SO_2, pyłów i innych substancji mogą prowadzić również do znacznego wzrostu cen energii, co może skutkować m.in. spadkiem zapotrzebowania na energię.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

Rozwiązanie kontraktów długoterminowych („KDT") może mieć negatywny wpływ na poziom przychodów uzyskiwanych przez Elektrownię Kozienice

W latach '90 XX wieku wprowadzony został w Polsce system kontraktów długoterminowych (KDT), który miał w założeniu umożliwić wytwórcom energii elektrycznej pozyskanie finansowania koniecznego dla przeprowadzenia niezbędnych w sektorze energetycznym inwestycji w aktywa wytwórcze. W związku z postępującą liberalizacją sektora energetycznego oraz zastrzeżeniami zgłaszanymi przez Komisję Europejską, w 2007 roku Polska wdrożyła program przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych poprzez uchwalenie Ustawy o Rozwiązaniu KDT. Elektrownia Kozienice była stroną kontraktu długoterminowego, na mocy którego sprzedawała około 40% wytwarzanej energii elektrycznej. W związku z wejściem w życie Ustawy o Rozwiązaniu KDT, kontrakt ten uległ przedterminowemu rozwiązaniu z dniem 1 kwietnia 2008 roku. W konsekwencji energia elektryczna, która dotychczas była sprzedawana na podstawie kontraktu długoterminowego jest sprzedawana na wolnym rynku, gdzie cena może odbiegać od ceny dotychczas ustalonej w kontrakcie długoterminowym. Na podstawie Ustawy o Rozwiązaniu KDT mamy możliwość uzyskania rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych, tj. wydatków niepokrytych przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu kontraktu długoterminowego, wynikających z nakładów poniesionych do dnia 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej. Rekompensaty są wypłacane w trakcie roku w formie zaliczek, których wysokość podlega korekcie na mocy decyzji Prezesa URE na warunkach określonych w Ustawie o Rozwiązaniu KDT.

Ustawa o Rozwiązaniu KDT umożliwiła 12 wytwórcom będącym stronami 20 KDT rozwiązać zawarte przez siebie kontrakty długoterminowe z dniem 1 kwietnia 2008 roku. W ramach rekompensaty wytwórcy uzyskują rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych powstałych w wyniku przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych na warunkach, które określiła Ustawa o Rozwiązaniu KDT. Koszty osierocone są wyliczane zgodnie z zasadami określonymi w Ustawie o Rozwiązaniu KDT, według której łączna wartość rekompensat przyznanych pojedynczemu wytwórcy na pokrycie kosztów osieroconych nie może przekroczyć maksymalnej wysokości tych kosztów określonej w przedmiotowej ustawie. Rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych są wypłacane wytwórcom w postaci zaliczek i podlegają korekcie w okresach rocznych. W przypadku, gdy różnica między kwotą zaliczek uzyskanych za dany rok a należną w danym roku kwotą kosztów osieroconych przekroczy 35%, Prezes URE może naliczyć odsetki. Zachodzące tu rozliczenia z każdym wytwórcą obejmą okres odpowiadający pierwotnemu terminowi obowiązywania najdłuższego KDT, którego dany wytwórca był stroną. Rozliczenie korygujące kwotę należną z tytułu kosztów osieroconych zostanie dokonane w rok po ostatnim okresie rocznym, w którym obowiązywałby KDT danego wytwórcy, gdyby nie został rozwiązany. Mimo, że środki finansowe na wypłatę przedmiotowych rekompensat pochodzić będą z naliczanych odbiorcom końcowym opłat za dostęp do krajowej sieci energetycznej, odbiorcy końcowi zostają zwolnieni z obowiązku wnoszenia elementu wyrównawczego opłaty dostępowej, która była źródłem finansowania KDT. Kwoty kosztów osieroconych jak wysokość opłaty dla odbiorców końcowych ustala Prezes URE, podczas gdy kompetencja w zakresie wypłaty rekompensat została powierzona Zarządcy Rozliczeń S.A., podmiotowi specjalnego przeznaczenia utworzonemu przez PSE Operator. W okolicznościach określonych w Ustawie o Rozwiązaniu KDT dopuszcza się korektę uzyskanej rekompensaty do wysokości odpowiadającej 25% kosztów osieroconych określonych w Ustawie o Rozwiązaniu KDT. Jest to możliwe jeżeli: (i) wolumen sprzedaży energii elektrycznej spadnie o ponad 20%, (ii) koszty wytwarzania energii elektrycznej wzrosną o ponad 20%, lub (iii) jeśli średnia cena sprzedaży energii elektrycznej będzie o ponad 5% niższa niż średnia cena rynkowa. Zob. Rozdział *„Otoczenie Regulacyjne" – „Rozwiązanie KDT"*.

Łączna wysokość tych rekompensat wypłacanych wytwórcom energii, zdyskontowana na dzień 1 stycznia 2007 roku, nie może przekroczyć łącznej maksymalnej wysokości tych kosztów określonej w Ustawie o Rozwiązaniu KDT. Dla Elektrowni Kozienice łączna maksymalna wysokość kosztów osieroconych została ustalona na kwotę 623,6 mln PLN (wysokość ta została określona dla okresu 2007-2014). Nie ma pewności jak będzie się kształtowała cena energii w przyszłości i że rekompensaty, które otrzymamy w przyszłości w pełni pokryją nasze koszty osierocone, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową i wyniki finansowe.

Ustawa o Rozwiązaniu KDT przyznaje ponadto Prezesowi URE uprawnienia do kontroli (i) wielkości sprzedaży energii elektrycznej w danym roku w stosunku do roku poprzedniego, (ii) kosztów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w danym roku w stosunku do roku poprzedniego oraz (iii) średniej ceny sprzedanej energii elektrycznej w danym roku w stosunku do ceny rynkowej. W przypadku odchylenia się wyżej wskazanych parametrów od wielkości granicznych określonych w ustawie Prezes URE może zwiększyć kwotę korekty (w przypadku jej ujemnej wartości) bądź zmniejszyć kwotę korekty (w przypadku jej dodatniej wartości) w wysokości do 25% kwoty kosztów osieroconych określonych w Ustawie o Rozwiązaniu KDT. W dniu 5 sierpnia 2009 roku Elektrownia Kozienice otrzymała decyzję Prezesa URE z 31 lipca 2009 roku określającą kwotę korekty rocznej (za 2008 rok) rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości 89,5 mln złotych podlegającą zwrotowi Zarządcy Rozliczeń S.A. do dnia 30 września 2009 roku. Elektrownia Kozienice zakwestionowała obowiązek zwrotu takiej kwoty odwołując się do Sądu Ochrony

Konkurencji i Konsumentów. Dnia 23 września 2009 roku, sąd wydał orzeczenie zawieszające wykonalność decyzji Prezesa URE do kwoty 44.768 tys. PLN. W efekcie, dnia 30 września 2009 roku Elektrownia Kozienice dokonała zwrotu zaliczki w kwocie niepodlegającej decyzji zawieszającej sądu. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego wszczęte postępowanie pozostaje nierozstrzygnięte. Zob. Rozdział „*Otoczenie Regulacyjne*" – „Rozwiązanie KDT".

Przepisy Ustawy o Rozwiązaniu KDT mają na celu zapewnienie neutralności podatkowej po stronie wytwórców energii elektrycznej, w związku z otrzymywaniem przez nich środków na pokrycie kosztów osieroconych. W myśl art. 42 ust. 1 Ustawy o Rozwiązaniu KDT, otrzymanie przez wytwórcę środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych uznaje się dla celów podatku dochodowego od osób prawnych za zwolniony z opodatkowania zwrot wydatków związanych z nabyciem albo wytworzeniem we własnym zakresie środków trwałych oraz wartości niematerialnych i prawnych związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej, od których dokonuje się odpisów amortyzacyjnych. Zwolnienie od podatku przysługuje do określonego limitu, a nadwyżka ponad tę kwotę stanowi podlegający opodatkowaniu przychód wytwórcy.

Wskazać jednak należy, że przepisy Ustawy o Rozwiązaniu KDT dotyczące zagadnień podatkowych są nieprecyzyjne i stwarzają potencjalne pole do rozbieżnych interpretacji. Z tego względu, do czasu ugruntowania praktyki organów podatkowych lub wyjaśnienia niejasnych przepisów przez Ministra Finansów, zastosowanie wskazanych przepisów może nieść określone ryzyko interpretacyjne dla wytwórców energii.

Stosowanie przepisów Ustawy o Akcyzie budzi wątpliwości i może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową

Przeniesienie obowiązku zapłaty akcyzy z producentów na dostawców energii elektrycznej odbiorcom końcowym wymaga w praktyce szczegółowej analizy wszelkich kwestii związanych z techniką naliczania i poboru podatku przez odpowiednie służby w spółkach Grupy. Z uwagi na brak doświadczenia i ustabilizowanej praktyki zarówno po stronie spółek Grupy jak i organów podatkowych, wiele szczegółowych mechanizmów Ustawy o Akcyzie, takich jak konstrukcja obowiązku podatkowego, obowiązku zapłaty i deklarowania akcyzy, zasady korzystania ze zwolnień od akcyzy czy obowiązki ewidencyjne budzi kontrowersje i wątpliwości.

Mechanizmy te są i będą w rzeczywistości kształtowane dopiero w praktyce w konkretnych sytuacjach, z uwzględnieniem specyfiki branży energetycznej. Proces wypracowania z udziałem wszystkich uczestników rynku ostatecznego kształtu praktycznych reguł i zasad stosowania tych przepisów jest czasochłonny i dynamiczny oraz ulega zmianom, wynikającym z praktycznych doświadczeń podmiotów zobowiązanych do stosowania nowych reguł.

Przykładem może być kwestia opodatkowania akcyzą energii elektrycznej nabytej a następnie zużytej przez podmioty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Doradcy podatkowi oraz komentatorzy przepisów zwracają uwagę na lukę w przepisach Ustawy o Akcyzie w zakresie braku opodatkowania energii elektrycznej nabywanej w celu zużycia przez podmioty posiadające wyłącznie koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Minister Finansów w interpretacji ogólnej nr AE6/033/13/IRZ/09/1772 z dnia 31 marca 2009 roku, potwierdził brak obowiązku opodatkowania akcyzą przez nabywcę energii elektrycznej zakupionej od innych podmiotów, a następnie zużywanej na potrzeby własne. Zdaniem Ministra Finansów, w takiej sytuacji podatnikiem będzie podmiot, który sprzedaje energię elektryczną, a jej nabywca będzie posiadał status „nabywcy końcowego". Zdaniem doradców podatkowych, z którymi Spółka współpracuje, interpretacja Ministra Finansów jest niezgodna z przepisami prawa oraz dodatkowo wprowadza ryzyko, że w podobny sposób traktowane będą dostawy energii dla innych podmiotów posiadających jakąkolwiek koncesję (np. na dystrybucję lub obrót). Powyższa sytuacja powoduje, że istnieje ryzyko zakwestionowania rozliczeń akcyzowych dokonywanych pomiędzy spółkami z Grupy posiadającymi jedną z czterech koncesji: na wytwarzanie, obrót, dystrybucję lub przesył energii elektrycznej, co w bezpośredni sposób może dotknąć poszczególne spółki Grupy.

Kolejnym przykładem rozbieżności jest pogląd wyrażany przez Ministra Finansów w sprawie rozliczania akcyzy przy dostawach, których okres rozliczeniowy jest dłuższy niż dwa miesiące. Zdaniem Spółki sposób rozliczeń proponowany przez Ministra Finansów jest sprzeczny z literalnym brzmieniem przepisów oraz niemożliwy do wykonania przez spółki obrotu, co w konsekwencji kreuje potencjalne ryzyko, iż wykonanie obowiązków wynikających z rozwiązań rekomendowanych przez organy podatkowe nie będzie w pełni możliwe lub rodzić będzie spory z organami podatkowymi.

Źródłem sporów z organami podatkowymi jest również kwestia skutków nielegalnego poboru energii. Na gruncie opodatkowania podatkiem VAT kwestia ta została już w zasadzie jednolicie rozstrzygnięta w orzecznictwie, które nie uznało takich zdarzeń za czynność opodatkowaną z uwagi na kwalifikację opłaty za taki pobór nie jako wynagrodzenia, ale jako swego rodzaju sankcję. Istnieje jednak ryzyko, że organy podatkowe będą stały na stanowisku, iż nielegalny pobór energii podlega akcyzie, w szczególności z uwagi na specyficzną definicję sprzedaży, uznającą za nią „każdą czynność faktyczną i prawną, w wyniku której dochodzi do przeniesienia posiadania lub własności przedmiotu sprzedaży na inne podmioty". Pierwsze interpretacje indywidualne przepisów Ustawy o Akcyzie potwierdzają istnienie takiego ryzyka. Organy podatkowe stoją bowiem na stanowisku, że nielegalny pobór energii elektrycznej podlega opodatkowaniu akcyzą. Kwestia ta stanowi i może stanowić w przyszłości źródło sporów spółek Grupy z organami podatkowymi.

Istnieje też ryzyko, że nie zostanie ostatecznie zapewniony efektywny mechanizm zwolnienia energii pochodzącej z odnawialnych źródeł z opodatkowania akcyzą, co może wiązać się w przyszłości z dodatkowymi obciążeniami podatkowymi podmiotów wchodzących w skład Grupy. W szczególności, niektóre podmioty mogą nie mieć wystarczającej kwoty należnego podatku akcyzowego, naliczonego zgodnie z przepisami Ustawy o Akcyzie, aby rozliczyć zwolnienie od akcyzy od świadectw pochodzenia, do których umorzenia są zobowiązane na podstawie przepisów Prawa Energetycznego (co jest skutkiem rozbieżności pomiędzy definicją nabywcy końcowego na gruncie Ustawy o Akcyzie oraz na gruncie przepisów Prawa Energetycznego).

Ustawa o Akcyzie nakłada na podmioty wchodzące w skład Grupy wiele obowiązków o charakterze administracyjnym i ewidencyjnym, wiążących się z dodatkowymi obciążeniami organizacyjnymi, technicznymi oraz finansowymi. Istnieje ryzyko, że odpowiednie i kompletne wdrożenie wszystkich obecnie obowiązujących oraz przyszłych regulacji oraz prawidłowa realizacja wszystkich obowiązków dotyczących np. prowadzenia systemu ewidencji przez właściwe podmioty wchodzące w skład Grupy, wiązać się będzie z dodatkowymi kosztami, których na chwilę obecną nie można przewidzieć, lub ewentualnymi opóźnieniami, wadami i uchybieniami w prowadzeniu takiej ewidencji, co może skutkować nałożeniem przez właściwe organy przewidzianych prawem sankcji.

Z uwagi na powyższe okoliczności, oraz w związku z zapowiadanymi przez Ministerstwo Finansów kolejnymi zmianami w podatku akcyzowym, które w ocenie ministerstwa, mają rozwiązać ww. problemy, nie jesteśmy w stanie w pełni i jednoznacznie przewidzieć ostatecznego wpływu obowiązujących jak i przyszłych regulacji na ostateczny kształt i całkowity zakres obciążeń podatkowych w ramach Grupy z tego tytułu. Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

Brak pewności co do uzyskaniem zwrotu akcyzy nadpłaconej przez podmioty z Grupy przed wejściem w życie przepisów Ustawy o Akcyzie

Niezgodność polskich przepisów akcyzowych w zakresie opodatkowania energii z postanowieniami Dyrektywy energetycznej została jednoznacznie potwierdzona przez Europejski Trybunał Sprawiedliwości, który w wyroku z dnia 12 lutego 2009 roku (C-475/07 Komisja Wspólnot Europejskich przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej) potwierdził, że Rzeczpospolita Polska uchybiła zobowiązaniom ciążącym na niej na mocy Dyrektywy energetycznej. Konsekwentnie, w dniu 13 lipca 2009 roku również Naczelny Sąd Administracyjny w składzie siedmiu sędziów, po rozpoznaniu zagadnienia prawnego przedstawionego przez Izbę Finansową Naczelnego Sądu Administracyjnego, podjął uchwałę (sygn. I FPS 4/09), w myśl której przepisy Ordynacji podatkowej nie stoją na przeszkodzie zwrotowi nadpłaty w podatku akcyzowym także wtedy, gdy ciężar ekonomiczny akcyzy poniósł faktycznie nabywca opodatkowanego towaru. Jednakże, w podobnych sprawach sądy administracyjne obecnie zawieszają postępowania wszczęte przez podatników żądających zwrotu nadpłaty podatku akcyzowego, w związku z wniesieniem przez Najwyższy Sąd Administracyjny pytania do Trybunału Konstytucyjnego w sprawie stwierdzenia zgodności z Konstytucją przepisów Ordynacji Podatkowej, które umożliwiają zwrot nadpłaty podatku podatnikowi także w przypadku, gdy ekonomiczny ciężar zapłaty tego podatku został przeniesiony z podatnika na osobę trzecią (nabywcę). W związku z tym, zwrot nadpłaty podatku może zależeć od wyroku Trybunału Konstytucyjnego. Tym samym, spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy mogą być uprawnione do wystąpienia z wnioskami o stwierdzenie i skutecznego dochodzenia zwrotu nadpłaty akcyzy za lata 2006-2008 oraz styczeń i luty 2009 roku.

W związku z powyższym, Kozienice złożyły korekty rozliczeń w podatku akcyzowym za poprzednie trzy lata, tj. od stycznia 2006 roku do grudnia 2008 roku oraz pierwsze dwa miesiące 2009 roku wraz z wnioskami o stwierdzenie nadpłat w tym podatku i ich zwrot wraz z odsetkami. Ponadto, w związku z wyrokiem Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, Kozienicom należą się odsetki od nadpłaconego podatku akcyzowego liczone od dnia uiszczenia nienależnego podatku. Należy również wskazać, że w przypadku stwierdzenia nadpłaty i zwrotu podatku akcyzowego, zmniejszeniu ulegnie podstawa opodatkowania w podatku VAT. W rezultacie, spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy będą mogły również wystąpić z wnioskami o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku VAT. Jednocześnie nie możemy wykluczyć ryzyka sporów z organami podatkowymi, co do wysokości zwrotu akcyzy, o który ubiegają się spółki wytwórcze Grupy, w przypadku wejścia w życie opublikowanego przez Ministerstwo Finansów projektu ustawy, która ogranicza zwrot nadpłaty akcyzy producentom, nabywcom wewnątrzwspólnotowym oraz importerom energii elektrycznej, którzy w okresie od 1 stycznia 2006 roku do 28 lutego 2009 roku dokonali jej sprzedaży podmiotowi, niebędącemu ostatecznym nabywcą oraz zapłacili z tego tytułu podatek akcyzowy, jedynie do podatku akcyzowego zapłaconego od sprzedaży części energii elektrycznej stanowiącej straty przesyłowe. Ewentualne spory w tym zakresie mogą także wpłynąć na opóźnienie zwrotu akcyzy na rzecz Kozienic.

W dniu 11 lutego 2009 Elektrownia Kozienice złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 roku do grudnia 2008 roku w kwocie 694,6 mln PLN. Naczelnik Urzędu Celnego po rozpatrzeniu wniosku Spółki wydał w dniu 26 sierpnia 2009 roku decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 roku do czerwca 2006 roku Jednocześnie Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające zobowiązanie podatkowe w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 roku do czerwca 2006 roku, przyjmując jako zobowiązanie podatkowe kwoty wykazane przez Spółkę w deklaracjach pierwotnych przed złożeniem korekt i wniosku o zwrot nadpłaty. Spółka w dniu 15 września 2009 roku złożyła odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie od powyższych decyzji. Ponadto

Spółka w dniu 24 listopada 2009 roku złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym od energii elektrycznej za styczeń 2009 roku i luty 2009 roku w kwocie 34,6 mln PLN. W dniu 29 grudnia 2009 roku rozpoczęła się w Spółce kontrola podatkowa dotycząca prawidłowości deklarowanych podstaw opodatkowania, naliczania i wpłat podatku akcyzowego za rok 2008.

Nie możemy również wykluczyć ryzyka, że w przypadku odzyskania przez Kozienice nienależnie zapłaconego podatku akcyzowego, przeciwko tej spółce mogą zostać skierowane roszczenia cywilnoprawne ze strony odbiorców energii elektrycznej, którzy w przeszłości faktycznie ponieśli ekonomiczny ciężar podatku akcyzowego, np. w oparciu o zarzut bezpodstawnego wzbogacenia. Oszacowanie skali potencjalnych roszczeń w tym zakresie nie jest możliwe, lecz kwestia ta również może mieć istotny niekorzystny wpływ na przyszłą działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

Możemy być zobowiązani do zmian w organizacji obsługi klientów w naszej Grupie, co może skutkować koniecznością przeprowadzenia wewnętrznej reorganizacji w Grupie, która może spowodować zwiększenie kosztów działalności oraz powstanie sporów z pracownikami objętymi taką reorganizacją

Obsługa klientów w naszej Grupie jest prowadzona przez ENEA Operator oraz ENEA. Fakt prowadzenia obsługi klientów przez ENEA Operator budził wątpliwości Prezesa URE co do zgodności z przepisami Prawa Energetycznego. Zdaniem Prezesa URE operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą wykonywać zadań właściwych dla podmiotu zajmującego się obrotem energią elektryczną. W przypadku przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, zdaniem Prezesa URE, zasadne jest utworzenie centrów kompleksowej obsługi klientów, jednakże, wobec powołanych powyżej regulacji, centra takie nie mogą być ulokowane w strukturach operatorów systemów dystrybucyjnych. W przypadku struktur powstałych w rezultacie wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych optymalnym rozwiązaniem, zdaniem Prezesa URE, jest ulokowanie czynności w zakresie obsługi klientów w podmiocie odrębnym od operatora systemu dystrybucyjnego i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną. Nie ma pewności, że w przyszłości nie będziemy zobowiązani, na skutek Nowelizacji Prawa Energetycznego do wprowadzenia zmian w organizacji obsługi klientów w naszej Grupie. Ewentualne zmiany w tym obszarze mogą skutkować zwiększeniem kosztów działalności oraz powstaniem sporów z pracownikami objętymi taką reorganizacją, które mogą spowodować zakłócenia w naszej działalności.

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

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

W związku z Programem Natura 2000 i innymi podobnymi regulacjami dotyczącymi środowiska naturalnego możemy być ograniczani w zakresie realizacji naszych inwestycji

Lokalizacja i wdrażanie nowych inwestycji, a także rozbudowa istniejących instalacji podlega ograniczeniom wynikającym z regulacji dotyczących ochrony środowiska. W szczególności, dostępność terenów pod niektóre z naszych inwestycji może zostać w przyszłości ograniczona z uwagi na ich negatywny wpływa na środowisko naturalne, zgodnie z programem Natura 2000 (Zob. Rozdział *„Otoczenie regulacyjne” – „Ochrona środowiska” – „Natura 2000”*). Dotyczy to m.in. inwestycji w budowę odnawialnych źródeł energii (w szczególności elektrowni wiatrowych i wodnych) oraz nowych inwestycji planowanych w Elektrowni Kozienice położonej w niewielkiej odległości od obszarów objętych Programem Natura 2000, w tym Doliny Rzeki, Dolina Środkowej Wisły. Program Natura 2000 przewiduje szereg ograniczeń w zakresie realizacji inwestycji (np. specjalne instrumenty ochrony ptaków i ich siedlisk, konieczność przeprowadzania szczegółowej analizy wpływu inwestycji na chronione gatunki czy ich siedliska itd.). Dnia 28 października 2009 roku Rada Ministrów zatwierdziła 453 nowych obszarów i 78 rozszerzeń obszarów wcześniej wyznaczonych przez Komisję Europejską w ramach europejskiego programu ochrony środowiska. Polska zgłosiła 453 nowe obszary. Dokumenty przyjęte przez Radę Ministrów zostały przekazane Komisji Europejskiej do zatwierdzenia, co będzie procesem trwającym w przybliżeniu rok. Ponadto, nie można wykluczyć wprowadzenia dodatkowych bądź zaostrzonych wymogów dotyczących ochrony środowiska i przyrody, zarówno przez organy polskie lub Unii Europejskiej, lub w oparciu o konwencje międzynarodowe. Nie można przewidzieć dokładnego rodzaju, ani zakresu tych ograniczeń.

Okoliczności te mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność operacyjnej, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

Ryzyko wynikające z braku możliwości funkcjonowania pod wspólną marką operatora systemu dystrybucyjnego i sprzedawcy energii wynikające z Dyrektywy 2009/72/WE

Zgodnie z Dyrektywą 2009/72/WE, pionowo zintegrowani operatorzy systemu dystrybucyjnego nie mogą powodować – w zakresie komunikacji i marki- nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującej się dostawami. Oznacza to, że po wdrożeniu Dyrektywy 2009/72/WE operator systemu dystrybucyjnego nie będzie mógł działać pod wspólną marką ze sprzedawcą z grupy kapitałowej. Konieczność rozdzielenia marki OSD i przedsiębiorstwa obrotu skutkować będzie poniesieniem kosztów związanych z rebrandingiem.

Okoliczności te mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

Ryzyko wynikające z konieczności zapewnienia wzmocnionych kryteriów niezależności operatora systemu dystrybucyjnego (skutkujące ograniczeniem zakresu uprawnień właścicielskich w stosunku do OSD) związane z przyjęciem i wejściem w życie Nowelizacji Prawa Energetycznego

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje wzmocnienie kryteriów niezależności OSD oraz sankcji za ich nieprzestrzeganie, w tym w szczególności:

- konieczność zatwierdzania przez Prezesa URE programów niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (obecnie przedmiotowe programy mogą być kształtowane i zatwierdzane przez operatorów systemów dystrybucyjnych);
- kary pieniężne za niezrealizowanie programów, o których mowa powyżej, zatwierdzonych przez Prezesa URE lub za podejmowanie działań niezgodnych z postanowieniami tych programów;
- kary pieniężne (w wysokości od 1 do 15 % rocznych przychodów z działalności koncesjonowanej) za nieprzestrzeganie warunków i kryteriów niezależności operatora systemu dystrybucyjnego.

Wzmocnione kryteria niezależności operatora systemu dystrybucyjnego, zwłaszcza w kontekście możliwych sankcji finansowych za ich nieprzestrzeganie, ograniczą zakres realizacji uprawnień właścicielskich podmiotu dominującego (ENEA) w stosunku do spółki będącej operatorem systemu dystrybucyjnego (ENEA Operator).

Okoliczności te mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność operacyjnej, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej możemy utracić naszych dotychczasowych klientów na rzecz konkurencji w związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej oraz narastającą konkurencją

W związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej i narastającą konkurencją w tym sektorze, ENEA jest narażona na ryzyko utraty klientów w zakresie obrotu energią elektryczną. Od dnia 1 lipca 2007 roku wszyscy odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. W związku z tym istnieje ryzyko, że inne przedsiębiorstwa energetyczne zaoferują naszym klientom warunki korzystniejsze i w efekcie przejmą naszych klientów, co może doprowadzić do spadku naszych przychodów.

W roku 2008 energia elektryczna wytwarzana przez Elektrownię Kozienice stanowiła około 52% sprzedawanej przez nas energii elektrycznej. Pozostałą część energii jesteśmy zmuszeni nabywać od osób trzecich. W związku z tym istnieje ryzyko, że w sytuacjach nadwyżki popytu nad podażą nie będziemy w stanie nabyć energii po konkurencyjnych cenach. Wiąże się to z makroekonomiczną prognozą wzrostu zużycia energii elektrycznej przy jednoczesnym niewystarczającym zwiększaniu mocy wytwórczych w Polsce, co w praktyce może skutkować wzrostem ceny energii elektrycznej. Sytuacja ta spowoduje, że w porównaniu z wytwórcami lub innymi grupami energetycznymi posiadającymi większy potencjał wytwórczy będziemy osiągać niższą rentowność, a nasza oferta będzie mniej atrakcyjna. Może to w szczególności skutkować utratą odbiorców i rynków zbytu, a w konsekwencji może mieć negatywny wpływ na poziom naszych przychodów.

Z uwagi na posiadaną przez nas pozycję dominującą na lokalnym rynku w zakresie świadczenia usług dystrybucji podlegamy dodatkowym ograniczeniom prawnym oraz możemy podlegać szczególnej kontroli organów antymonopolowych

Posiadamy pozycję dominującą w zakresie świadczenia usług dystrybucji na obszarze zgodnym z właściwością terytorialną wyznaczoną na podstawie koncesji, tj. w północno-zachodniej Polsce. W tej sytuacji podejmowane przez nas czynności podlegają kontroli polskich i europejskich instytucji antymonopolowych. Stwierdzenie przez te organy stosowania praktyk monopolistycznych będzie skutkować wydaniem decyzji nakazującej zaniechanie ich stosowania oraz może spowodować nałożenie na nas kary pieniężnej. Aktualnie jesteśmy stroną trzech istotnych postępowań prowadzonych przez Prezesa UOKiK (szerzej, zob. Rozdział *„Opis działalności” – „Istotne postępowania prawne”* –

„*Sprawy przed organami administracji*"). Ewentualne decyzje wydane przez Prezesa UOKiK lub Komisję Europejską mogą mieć negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki operacyjne, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

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

Prowadzona przez nas działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną wymaga uzyskania koncesji udzielanych przez Prezesa URE. Zgodnie z Prawem Energetycznym, co do zasady koncesje są udzielane na okres od 10 do 50 lat. W ramach naszej Grupy posiadamy w szczególności następujące istotne koncesje: (i) ENEA posiada koncesję na obrót energią elektryczną ważną do końca 2025 roku, (ii) ENEA Operator posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej ważną do połowy 2017 roku, (iii) Elektrownia Kozienice posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2025 roku oraz na obrót energią elektryczną ważną do końca 2012 roku, a (iv) Elektrownie Wodne posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do 30 marca 2011 roku.

Prawo Energetyczne przyznaje Prezesowi URE kompetencje do cofnięcia koncesji, w szczególności w przypadku:

- wydania prawomocnego orzeczenia zakazującego przedsiębiorcy wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją lub
- gdy przedsiębiorca trwale zaprzestał wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją.

Prezes URE ma również prawo do cofnięcia koncesji lub zmiany jej warunków w przypadku:

- rażącego naruszenia warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania działalności koncesjonowanej, oraz
- gdy przedsiębiorca koncesjonowany w wyznaczonym terminie nie doprowadził do stanu zgodnego z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami regulującymi działalność koncesjonowaną, a także
- ze względu na zagrożenie obronności i bezpieczeństwa państwa lub bezpieczeństwa obywateli, oraz
- w razie ogłoszenia upadłości przedsiębiorcy, jego podziału lub połączenia z innym podmiotem.

Nie ma także pewności, że po upływie okresu, na jaki koncesje zostały udzielone będziemy w stanie uzyskać przedłużenie okresu ich obowiązywania, ani też co do warunków, na jakich koncesje zostaną przedłużone. Wniosek o przedłużenie koncesji musi zostać przedłożony najpóźniej 18 miesięcy przed wygaśnięciem terminu jej obowiązywania. Nieprzedłużenie lub cofnięcie posiadanych przez nas koncesji ograniczy, a w skrajnych przypadkach uniemożliwi nam prowadzenie działalności, co w rezultacie może mieć istotny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki operacyjne lub perspektywy rozwoju.

Możemy nie być w stanie zrealizować naszej strategii rozwoju oraz planowanych nakładów inwestycyjnych, z uwagi na czynniki, które pozostają poza naszą kontrolą

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

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

Planowane przez nas akwizycje i inwestycje kapitałowe mogą nie przynieść oczekiwanych rezultatów

Planujemy przejąć pakiety kontrolne lub dokonać innych inwestycji kapitałowych w kilku spółkach działających w sektorze elektroenergetycznym. Nie ma pewności, czy ze względu na czynniki od nas niezależne, w tym konkurencję ze strony innych przedsiębiorstw energetycznych, nasze plany zostaną zrealizowane. Wycena naszych przyszłych akwizycji czy inwestycji zależeć będzie od warunków rynkowych, jak również od innych czynników pozostających poza naszą kontrolą i może okazać się, że nie będziemy w stanie prawidłowo oszacować wartości dokonanych akwizycji i inwestycji. Ponadto wyniki osiągane przez spółki, w które zainwestujemy mogą okazać się gorsze od naszych początkowych szacunków, co może skutkować obniżeniem stopy zwrotu z tych transakcji w stosunku do pierwotnie oczekiwanych. Ponadto w wyniku poczynionych akwizycji czy inwestycji, będziemy zmuszeni do podjęcia kroków w celu reorganizacji struktur organizacyjnych tych podmiotów, integracji poszczególnych obszarów biznesowych, centralizacji zarządzania aktywami i pasywami oraz integracji systemów informatycznych. Procesy te mogą okazać się

czasochłonne i kosztowne i nie ma pewności, czy zostaną zrealizowane zgodnie z zamierzonym harmonogramem lub w zaplanowany sposób lub czy zostaną zrealizowane w ogóle. Procesy integracyjne w ramach poszczególnych spółek mogą doprowadzić również do wystąpienia trwałych różnic w stosowanych w Grupie procedurach lub do utraty istniejących klientów czy partnerów biznesowych. Niemożność efektywnego przeprowadzenia integracji przejmowanych podmiotów w wyniku zaistnienia opisanych powyżej zdarzeń czy z jakiegokolwiek innego powodu, może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki operacyjne lub perspektywy rozwoju.

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

Nasza działalność w zakresie wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej wymaga przeprowadzania stałych, regularnych remontów, modernizacji, jak również dokonywania nowych inwestycji w aktywa wytwórcze i dystrybucyjne. Takie przedsięwzięcia są obarczone istotnymi ryzykami. Ryzyka te dotyczą w szczególności niekorzystnych warunków pogodowych, przedłużających się postępowań przetargowych, opóźnień wynikających z prowadzonych procedur administracyjnych czy regulacyjnych, opóźnień w realizacji prac budowlanych, remontowych i modernizacyjnych, wzrostu planowanych kosztów inwestycji, niewypłacalności wykonawców lub podwykonawców, sporów pracowniczych u wykonawców lub podwykonawców, niedoboru materiałów lub sprzętu budowlanego, nieszczęśliwych wypadków, nieprzewidzianych trudności technicznych lub braku możliwości uzyskania wymaganych pozwoleń.

Wystąpienie któregokolwiek z tych ryzyk może prowadzić do opóźnień lub niemożności realizacji planów modernizacji naszych aktywów dystrybucyjnych lub wytwórczych, co może mieć negatywny wpływ na nasze wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

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

Utrzymanie sprawności systemu elektroenergetycznego oraz naszej infrastruktury dystrybucyjnej ma kluczowe znaczenie dla naszej działalności. Ponadto przepisy prawa nakładają na nas określone obowiązki w zakresie utrzymania i naprawy istotnych elementów naszej infrastruktury elektroenergetycznej. Ewentualna awaria systemu energetycznego (w tym sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych, jak również aktywów wytwórczych należących do osób trzecich) lub naszej infrastruktury elektroenergetycznej może, między innymi, uniemożliwić lub ograniczyć nabycie lub sprzedaż energii elektrycznej, usług systemowych oraz świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Nasza infrastruktura dystrybucyjna starzeje się, pomimo jej okresowych modernizacji. Ponad 50% naszych linii elektroenergetycznych oraz ponad 44% stacji elektroenergetycznych ma więcej niż 30 lat, co powoduje, że jesteśmy dodatkowo narażeni na ryzyko wystąpienia awarii. W przypadku ewentualnej awarii infrastruktury dystrybucyjnej, spowodowanej jej obecnym stanem technicznym, problemami z tym związanymi lub działaniem siły wyższej, z uwagi na wynikający z przepisów Prawa Energetycznego obowiązek ENEA Operator do utrzymania oraz naprawy sieci dystrybucyjnej, może powstać konieczność poniesienia nieprzewidzianych znaczących kosztów.

Prowadzona przez nas działalność narażona jest na działanie siły wyższej, np. w postaci klęsk żywiołowych czy ataków terrorystycznych. Przykładowo, z taką sytuacją mieliśmy do czynienia w kwietniu 2008 roku, kiedy w wyniku działania siły wyższej (dużych opadów wilgotnego śniegu) nastąpiło wyłączenie linii przesyłowych należących do PSE Operator i dystrybucyjnych należących do ENEA Operator zasilających lewobrzeżną część Szczecina, w wyniku czego prawie cały Szczecin i jego okolice zostały pozbawione energii elektrycznej na wiele godzin.

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

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

W prowadzonej przez nas działalności występuje ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi

Czynniki atmosferyczne, w szczególności temperatura powietrza, powodują sezonowość zapotrzebowania na energię

elektryczną i ciepło oraz mają wpływ na techniczne i ekonomiczne warunki ich wytwarzania, dystrybucji i przesyłania. W szczególności, niskie temperatury powodują wzrost zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną (urządzenia grzewcze). Mogą one powodować także uszkodzenia instalacji i urządzeń (np. linii przesyłających energię elektryczną lub sieci ciepłowniczych). Wysokie temperatury także powodują wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną (urządzenia chłodzące). Mogą one również powodować konieczność ograniczania wytwarzania energii elektrycznej (np. w wyniku nagrzewania się lub obniżenia poziomu wody w zbiornikach sztucznych i naturalnych, którą chłodzone są instalacje wytwórcze). Mogą one również ograniczać możliwości przesyłowe systemu elektroenergetycznego. Czynniki atmosferyczne, w szczególności siła wiatru i opady atmosferyczne, mają również istotny wpływ na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W systemie odkrywkowym eksploatacji węgla czynniki atmosferyczne również mają wpływ na techniczne i ekonomiczne warunki eksploatacji. Skrajnie niskie temperatury, silne opady, silne podmuchy wiatru i inne tego typu zjawiska mogą zakłócić proces wydobycia węgla. Wszystkie wyżej opisane zjawiska są w dużej mierze nieprzewidywalne.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki lub sytuację finansową.

Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną

Nasza strategia zakłada wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w dłuższym okresie. Nie ma jednak gwarancji, że wzrost ten nastąpi oraz czy jego dynamika osiągnie przewidywany poziom. Powodem zmniejszenia się tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, jego zahamowania lub nawet spadku zapotrzebowania, może być w szczególności spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego (będące na przykład skutkiem nasilającego się w wielu krajach w końcu roku 2008 i w roku 2009 kryzysu gospodarczego), wzrost cen energii lub rozwój nowych energooszczędnych technologii.

Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną może prowadzić do spadku przychodów spółek z naszej Grupy z wytwarzania energii elektrycznej, ze sprzedaży detalicznej oraz z dystrybucji energii elektrycznej. W szczególności, w przypadku dystrybucji energii planowanie działalności, a w szczególności opracowywanie projektów taryf, opiera się na określonej planowanej wielkości dostaw energii, uzgadnianej z Prezesem URE, który może narzucić przyjęcie wielkości dostaw, którą uważa za uzasadnioną. W przypadku, gdy rzeczywista wielkość dostaw, np. na skutek spadku zapotrzebowania na energię elektryczną, jest niższa, przedsiębiorstwo takie może nie uzyskać oczekiwanego (planowanego) przychodu, przy czym w przypadku istotnego obniżenia oczekiwanego przychodu, występują uzasadnione przesłanki do złożenia przez spółkę dystrybucyjną wniosku do Prezesa URE o korektę obowiązującej taryfy.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny wpływ na naszą działalność, wyniki lub sytuację finansową.

Ryzyka związane z działaniami operatora systemu przesyłowego

Na naszą działalność istotny wpływ mają działania podejmowane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w Polsce (OSP), czyli spółkę PSE Operator.

Jesteśmy zobowiązani do świadczenia na rzecz OSP regulacyjnych usług systemowych (RUS), tj. usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej. Usługi te są świadczone na podstawie porozumień w sprawie warunków świadczenia RUS zawartych przez nas z OSP oraz na podstawie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie Systemem i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi, opracowywanej przez OSP. Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje, że Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie Systemem i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi będzie zatwierdzana przez Prezesa URE a odbiorcy będą uczestniczyć w jej sporządzaniu. Projekt Instrukcji będzie konsultowany z odbiorcami a następnie zatwierdzany przez Prezesa URE. Istnieje ryzyko, że rzeczywiste koszty świadczenia tych usług będą wyższe, niż należne nam wynagrodzenie określone w zawartych porozumieniach, co oznacza, że świadcząc te usługi możemy ponosić straty. W przypadku zmniejszenia zapotrzebowania OSP na regulacyjne usługi systemowe, przychody niektórych spółek z naszej Grupy z tego tytułu mogą ulec istotnemu zmniejszeniu.

OSP jest odpowiedzialny także za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi – tzw. połączeń transgranicznych. Od dostępności transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych jest uzależniony handlowy przepływ energii elektrycznej między polskim systemem elektroenergetycznym a systemami innych państw. Operatorzy systemów przesyłowych poszczególnych państw, w szczególności polski OSP, mogą ograniczać dostępne moce przesyłowe, m.in. ze względu na konieczność zapewnienia przez nich sprawnego i bezpiecznego funkcjonowania poszczególnych systemów przesyłowych. Ograniczenia te mogą polegać m.in. na redukowaniu dostępnych mocy przesyłowych lub nieprzydzielaniu mocy na dłuższe okresy, np. roczne. Istnieje ryzyko, że nie pozyskamy żadnych mocy przesyłowych, np. wskutek ograniczenia dostępnych mocy przesyłowych przez odpowiednich operatorów, ich całkowitego braku, lub wykupienia mocy przesyłowych na aukcjach przez naszych konkurentów. W takiej sytuacji, w pewnym czasie, nie będziemy mogli eksportować lub importować energii elektrycznej.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową

Grupy.

Ryzyko wprowadzenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w drodze przetargu lub za pośrednictwem giełdy

Dnia 8 stycznia 2010 roku Sejm RP przyjął rządowy projekt nowelizacji Prawa Energetycznego i innych ustaw. Ustawa została podpisana przez Prezydenta RP w dniu 20 stycznia 2010 roku, po czym wejdzie w życie 30 dni po opublikowaniu w Dzienniku Ustaw. Zmiany, jakie wprowadza ta nowelizacja dotyczą m.in. nałożenia na wytwórców energii elektrycznej obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na giełdach towarowych, lub w inny sposób zapewniający publiczny i równy dostęp do energii elektrycznej poprzez internetowe platformy obrotu energią elektryczną na rynku regulowanym lub w drodze otwartego przetargu. Obowiązek taki wchodzi w życie po upływie sześciu miesięcy od dnia ogłoszenia i będzie dotyczył całości energii elektrycznej wytwarzanej w Elektrowni Kozienice, rozumianej jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy o Rozwiązaniu KDT. Obecnie nie wiemy również, jakie będą szczegółowe warunki sprzedaży energii za pośrednictwem giełdy, internetowych platform handlowych i przetargów, jednakże w oparciu o ustawę zostaną one określone w drodze rozporządzenia ministra właściwego do spraw gospodarki. Wprowadzenie tego obowiązku będzie wiązać się z koniecznością podjęcia w naszej Grupie wielu skomplikowanych działań i wdrożenia wielu skomplikowanych procedur, jak również zmiany modelu naszej działalności, w tym modelu obrotu hurtowego.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

Zawarte na naszą rzecz ubezpieczenia mogą okazać się niewystarczające

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

Możemy mieć trudności z pozyskaniem i zatrzymaniem odpowiednio wykwalifikowanej kadry kierowniczej

Przyszły sukces naszej Grupy zależy od jej zdolności do zatrudnienia i zatrzymania kadry kierowniczej o rozległym doświadczeniu w zakresie zarządzania przedsiębiorstwami energetycznymi oraz identyfikacji, nabywania, finansowania, realizacji projektów energetycznych, a także kadry technicznej o odpowiednim profilu wykształcenia energetycznego. Istotnymi czynnikami w tym zakresie jest nasilająca się konkurencja w sektorze elektroenergetycznym oraz obowiązywanie w stosunku do spółek naszej Grupy przepisów Ustawy Kominowej, która ogranicza wysokość wynagrodzenia osób zajmujących niektóre stanowiska kierownicze. Jeżeli nie uda nam się pozyskać i zatrzymać odpowiedniej kadry, może to mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

Spory zbiorowe z pracownikami mogą powodować zakłócenia w naszej działalności

Około 70% naszych pracowników należy do związków zawodowych. Pozycja związków zawodowych w sektorze elektroenergetycznym jest szczególnie silna ze względu na wielkość zatrudnienia w sektorze oraz jego strategiczny wpływ na funkcjonowanie gospodarki. Ponadto oczekiwania związków zawodowych bazują na warunkach uzyskanych przez pracowników innych zakładów energetycznych lub wytwórców energii w umowach zawartych w związku z wcześniejszą prywatyzacją tych spółek. Pomimo, że staramy się utrzymywać dobre relacje z naszymi pracownikami i na bieżąco rozwiązywać wszelkie zaistniałe problemy, nie możemy wykluczyć, że w przyszłości będą miały miejsce spory zbiorowe. Spory zbiorowe z pracownikami mogą prowadzić do zakłóceń w naszej bieżącej działalności, w szczególności przestojów, a także skutkować zwiększeniem kosztów wynagrodzeń, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

Spór zbiorowy dotyczący kwestii związanych z Akcjami Pracowniczymi może zostać wszczęty ponownie

Spółka prowadzi ze związkami zawodowymi działającymi w Spółce rozmowy w przedmiocie uregulowania kwestii

„**Akcji Pracowniczych**", w tym między innymi, w przedmiocie, wypłaty świadczeń pieniężnych z tytułu utraty praw do części Akcji Pracowniczych będącej następstwem procesów restrukturyzacyjnych w Grupie oraz wypłaty świadczeń pieniężnych pracownikom Spółki nieuprawnionym do nabycia Akcji Pracowniczych. W efekcie prowadzonych rozmów w dniu 28 maja 2008 roku zostało podpisane pomiędzy Spółką a stroną społeczną porozumienie kończące spór zbiorowy w wyżej wspomnianym zakresie. Z uwagi na fakt niepodpisania przez Ministra Skarbu Państwa załącznika do porozumienia z dnia 28 maja 2008 roku stanowisko części z organizacji związkowych, które podpisały porozumienie w przedmiocie zakończenia ww. sporu jest odmienne od stanowiska Spółki w ww. kwestii (zob. Rozdział „*Opis działalności" - „Pracownicy" - „Istotne porozumienia zbiorowe w związku z uprawnieniem do nieodpłatnego nabycia Akcji lub świadczeniami dodatkowymi*"). W związku z powyższym istnieje ryzyko ponownego wszczęcia sporu zbiorowego w tym zakresie, które mogą prowadzić do zakłóceń w naszej bieżącej działalności, w szczególności przestojów, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

Obecnie jesteśmy i w przyszłości możemy być stroną postępowań sądowych i administracyjnych

Postępowanie prowadzone przez Prezesa UOKiK dotyczy zarzutu nadużywania przez ENEA Operator pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii polegającego na narzucaniu uciążliwych warunków umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej przynoszących Spółce nieuzasadnione korzyści. W związku z powyższym postępowaniem istnieje ryzyko, że w przypadku uznania naszych czynności za niezgodne z prawem, mogą one w całości lub w odpowiedniej części stać się nieważne lub też może zostać nałożona na nas kara pieniężna w wysokości do 10% przychodu osiągniętego przez ENEA Operator w poprzednim roku rozliczeniowym.

Postępowania prowadzone przez Prezesa URE dotyczą w szczególności: (i) odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci farmy wiatrowej; (ii) odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej elektrowni wiatrowych; (iii) zawarcia umowy o przyłączenie do sieci; (iv) przyłączenia do sieci elektroenergetycznej elektrowni wiatrowych; (v) ustalenia treści umowy przyłączenia do sieci; (vi) ustalenia opłaty za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej elektrowni wiatrowych. W przypadku uznania naszych czynności za niezgodne z prawem, może zostać nałożona na nas kara do wysokości 15% przychodu ENEA albo ENEA Operator z działalności koncesjonowanej, natomiast w przypadku uznania naszych działań za naruszające warunki koncesji istnieje ryzyko cofnięcia nam koncesji lub zobowiązania nas do zawarcia umowy o przyłączenie o treści ustalonej decyzją Prezesa URE..

W dniu 5 sierpnia 2009 roku Elektrownia Kozienice otrzymała decyzję Prezesa URE z 31 lipca 2009 roku o kwocie korekty rocznej (za 2008 rok) rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości 89,5 mln złotych, którą miała ona obowiązek zwrócić Zarządcy Rozliczeń S.A. do dnia 30 września 2009 roku. Elektrownia Kozienice zakwestionowała obowiązek zwrotu takiej kwoty odwołując się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Istotne postępowania, których jesteśmy stroną na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego zostały opisane w Rozdziale „*Opis działalności*" - „*Istotne postępowania prawne*".

Nie możemy wykluczyć, że w przyszłości również będziemy stroną postępowań sądowych lub administracyjnych.

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

Nasza działalność znacząco wpływa na środowisko naturalne oraz wymaga posiadania szeregu pozwoleń na korzystanie ze środowiska. W szczególności działalność elektrowni wodnych wymaga posiadania pozwoleń wodnych, a działalność elektrociepłowni – pozwoleń na emisję do atmosfery oraz pozwoleń na pobór wód i na odprowadzanie ścieków. Brak przestrzegania tych obowiązków lub cofnięcie tych pozwoleń mogą skutkować ponoszeniem przez nas odpowiedzialności, nakładaniem na nas kar lub mogą skutkować wstrzymaniem eksploatacji niektórych instalacji. Działalność ENEA Operator wymaga z kolei dokonywania pomiarów emisji pól elektromagnetycznych.

Działalność Elektrowni Kozienice wymaga pozwolenia zintegrowanego na korzystanie ze środowiska. Termin ważności aktualnie obowiązującego pozwolenia upływa z końcem 2015 roku. Elektrownia Kozienice wystąpi w 2010 roku z wnioskiem o zmianę posiadanej decyzji lub wydanie nowej decyzji pozwolenia zintegrowanego. Zaostrzone wymogi jakie zaczną obowiązywać od 2016 roku w zakresie dopuszczalnych emisji do atmosfery wymuszają na Elektrowni Kozienice konieczność odsiarczania spalin ze wszystkich bloków energetycznych oraz ograniczenia emisji tlenków azotu poprzez zabudowę instalacji katalitycznego odazotowania. Brak inwestycji w zakresie ograniczenia emisji do atmosfery może sprawiać trudności w uzyskaniu pozwolenia zintegrowanego dla eksploatacji Elektrowni Kozienice po 2015 roku.

Czynniki te mogą mieć istotny negatywny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

Przepisy w zakresie ochrony środowiska ulegają częstym zmianom

Uwarunkowania prawne, w tym uwarunkowania Unii Europejskiej dotyczące ochrony środowiska, podlegają częstym zmianom, przy czym istnieje tendencja do stopniowego zwiększania wymagań w zakresie korzystania ze środowiska, w

szczególności w odniesieniu do podmiotów z sektora elektroenergetycznego. Takie rosnące wymagania mogą w przyszłości wpłynąć na konieczność poniesienia przez nas dodatkowych nakładów inwestycyjnych. Niedostosowanie się do nowych przepisów prawa w zakresie ochrony środowiska może skutkować nałożeniem na nas znacznych kar pieniężnych. Wystąpienie którejkolwiek z powyższych okoliczności może istotnie zwiększyć nasze koszty i ograniczyć nasze możliwości w zakresie prowadzenia naszej działalności.

Wszelkie znaczące awarie techniczne naszych systemów informatycznych mogą wywrzeć istotny negatywny wpływ na naszą działalność, a w szczególności na rozliczenia z odbiorcami

Spółki naszej Grupy wykorzystują szereg systemów informatycznych o podstawowym znaczeniu dla ich działalności, w szczególności systemy zarządzania zasobami przedsiębiorstwa (ERP – *Enterprise Resource Planning*) dostarczone przez SAP oraz wiele różnych systemów rozliczeniowych (billingowych).

Nie można także wykluczyć wystąpienia istotnych zakłóceń działalności Spółki w przypadku awarii systemów informatycznych w wyniku czynników, których nie kontrolujemy, w szczególności błędów w oprogramowaniu, ataków wirusów komputerowych lub błędów konwersji danych podczas modernizacji systemu, naruszenia zasad bezpieczeństwa w wyniku nieupoważnionego dostępu do systemów lub utraty albo zniekształcenia danych. Wszelkie zakłócenia w funkcjonowaniu systemów informatycznych mogą mieć istotny negatywny wpływ na naszą działalność, jej wyniki i sytuację finansową.

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

W związku z prowadzoną po II wojnie światowej powszechną elektryfikacją oraz nacjonalizacją, jak również w związku z brakiem odpowiednich regulacji prawnych w zakresie korzystania z nieruchomości na potrzeby rozwoju infrastruktury dystrybucyjnej, ENEA Operator korzysta z wielu nieruchomości, na których znajdują się jej urządzenia elektroenergetyczne służące do dystrybucji energii, bez odpowiedniego tytułu prawnego. Dotyczy to około 33% wszystkich nieruchomości, na których znajduje się infrastruktura elektroenergetyczna (za wyjątkiem linii elektroenergetycznych). Według stanu na dzień 30 września 2009 roku dane te przedstawiają się następująco:

- obiekty sieciowe uznane przez nas za kluczowe (rozdzielnie elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia, GPZ) – ENEA Operator posiada w 95% odpowiedni tytuł prawny do nieruchomości na których znajdują się te obiekty sieciowe,
- stacje transformatorowe kubaturowe średniego i niskiego napięcia – około 65% spośród blisko 14,5 tys. stacji kubaturowych znajduje się na nieruchomościach, w stosunku do których ENEA Operator posiada odpowiedni tytuł prawny, oraz
- linie elektroenergetyczne – szacujemy, że ENEA Operator nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego w stosunku do przeważającej większości nieruchomości, przez które przebiegają linie elektroenergetyczne.

Szczególną kategorię spraw stanowią roszczenia z tytułu korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych stanowiących własność ENEA Operator. Na dzień Dokumentu Ofertowego pojedyncze nadleśnictwa zgłosiły roszczenia wobec Grupy o odszkodowania z tytułu bezumownego korzystania z przedmiotowych gruntów. Działania podejmowane w celu systemowego uregulowania stosunków prawnych nieruchomości Lasów Państwowych na dzień Dokumentu Ofertowego nie przyniosły rezultatu (szerzej, zob. Rozdział „*Przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektyw rozwoju*” – „*Zobowiązania warunkowe*”).

W odniesieniu do nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator bez odpowiedniego tytułu prawnego, jesteśmy narażeni na ryzyko ich zwrotu właścicielom oraz podniesienia przez osoby trzecie roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z takich nieruchomości.

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

Ponadto, w wyniku prowadzonej w Polsce w latach powojennych nacjonalizacji, wiele nieruchomości i przedsiębiorstw znajdujących się w rękach osób prawnych i fizycznych zostało przejętych na rzecz Skarbu Państwa. Przejmowanie mienia w wielu przypadkach odbywało się bądź bez podstawy prawnej, bądź z naruszeniem obowiązującego prawa. Jesteśmy stroną szeregu postępowań administracyjnych w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji administracyjnych wydanych przez organy administracji publicznej, wszczętych na wniosek właścicieli nieruchomości lub ich następców prawnych, na mocy których nieruchomości wykorzystywane aktualnie przez ENEA Operator zostały im odebrane. Postępowania te obejmują szereg spraw dotyczących nieruchomości pod stacjami transformatorowymi średniego i

niskiego napięcia. Zob. Rozdział *„Otoczenie Regulacyjne” – „Status prawny urządzeń służących do dystrybucji energii elektrycznej”*.

Nie można wykluczyć, że w przyszłości będziemy zobowiązani do ponoszenia dalszych kosztów z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości, co w konsekwencji będzie miało negatywny wpływ na naszą działalność oraz osiągane przez nas wyniki finansowe.

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

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

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

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

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

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

Istnieje możliwość, że w przyszłości nie będziemy wypłacać dywidendy na rzecz naszych Akcjonariuszy

W przyszłości decyzja o wypłacie dywidendy będzie podejmowana w zależności od różnych okoliczności, z czego niektóre znajdują się poza naszą kontrolą. W szczególności wypłata dywidendy będzie zależała od osiągniętych przez nas wyników finansowych, planowanych inwestycji finansowych i kapitałowych, istniejących zobowiązań, jak również perspektyw i warunków gospodarczych, a także od decyzji Walnego Zgromadzenia. W związku z powyższym nie możemy wykluczyć, że w przyszłości nie będziemy wypłacali naszym Akcjonariuszom dywidendy za każdy rok obrotowy.

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

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

niektórzy z naszych obecnych lub byłych pracowników kadry zarządzającej wyższego szczebla będą korzystać z gwarancji pracowniczych do dnia 31 grudnia 2018 roku Zob. Rozdział *„Opis działalności” - „Pracownicy” - „Gwarancje zatrudnienia*” oraz Rozdział *„Osoby zarządzające i nadzorujące” - „Wynagrodzenia i inne świadczenia”- „Świadczenia wypłacane w związku z rozwiązaniem stosunku pracy*”.

Czynniki ryzyka związane z prowadzeniem działalności gospodarczej w Polsce

Zmiany sytuacji gospodarczej, politycznej i prawnej w Polsce mogą mieć wpływ na naszą działalność, sytuację finansową oraz perspektywy rozwojowe

Obecnie wszystkie nasze przychody są realizowana na rynku krajowym. Na naszą działalność mają więc 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. Pogorszenie się ogólnej sytuacji gospodarczej w Polsce lub na świecie może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy. W szczególności, kryzys gospodarczy, jakiego doświadczyły w ostatnim okresie liczne kraje (w tym USA, państwa członkowskie Unii Europejskiej, Rosja i Japonia) może mieć negatywny wpływ na naszą działalność. Może on powodować m.in. trudności w dostępie przez nas do finansowania zewnętrznego, dalszy spadek popytu, a tym samym cen energii elektrycznej, analogiczne trudności po stronie naszych dostawców i innych podmiotów, z którymi współpracujemy, które z kolei mogą powodować trudności lub niemożność wykonywania przez nich zobowiązań wobec nas i przez to wywierać negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki lub sytuację finansową. Kryzys ten powodował także w przeszłości (koniec roku 2008 i początek roku 2009) znaczne wahania i znaczne spadki cen akcji i innych instrumentów finansowych notowanych na giełdach papierów wartościowych w innych krajach, co przekładało się na znaczne wahania i znaczne spadki cen akcji i innych instrumentów finansowych notowanych na GPW. Zjawiska te mogą występować w przyszłości, również w odniesieniu do cen Akcji.

Ponadto, przyjęcie w przyszłości przez Polskę euro może spowodować istotne zmiany cen różnych towarów i usług. Nawet niewielki wzrost cen może spowodować spadek siły nabywczej społeczeństwa, a przez to zmniejszyć zużycie energii elektrycznej i tym samym nasze przychody. Może też zaistnieć presja ze strony regulatora (Prezes URE) lub czynników politycznych na utrzymywanie przez nas niższych cen energii, w celu ograniczenia inflacji i złagodzenia negatywnych skutków społecznych wzrostu cen, w tym w wyniku przyjęcia przez Polskę euro.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki operacyjne lub sytuację finansową Grupy.

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

Przepisy podatkowe, którym nasza działalność podlega mogą się zmienić

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

Uznanie i egzekwowanie orzeczeń sądów amerykańskich i sądów innych jurysdykcji odnośnie jakiejkolwiek sprawy trudnej lub niemożliwej

Jesteśmy podmiotem prawnym utworzonym i działającym zgodnie z prawem polskim, cała nasza działalność gospodarcza i aktywa są zlokalizowane w Polsce. Ani my ani żadna spółka Grupy nie jest rezydentem Stanów Zjednoczonych. Ponadto, wszyscy członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej, a także prawie wszyscy członkowi naszej kadry kierowniczej wyższego szczebla zamieszkują na stałe w Polsce, a znaczna część ich aktywów jest zlokalizowana w Polsce. Dlatego też niemożliwe wydaje się wszczęcie wobec wymienionych jakiegokolwiek postępowania na terenie Stanów Zjednoczonych czy też w jakiejkolwiek innej jurysdykcji poza granicami Polski, w tym postępowania w jakiejkolwiek sprawie wszczętej w związku z przepisami amerykańskiego prawa federalnego bądź stanowego regulującego obrót papierami wartościowymi. Inwestorzy z obszaru Unii Europejskiej mogą w Polsce egzekwować

wszelkie orzeczenia sądów Krajów Członkowskich, ponieważ do Polski, jako Kraju Członkowskiego stosują się bezpośrednio przepisy rozporządzenia Rady nr 44/2001 z dnia 22 grudnia 2000 roku o jurysdykcji oraz o uznawaniu i wykonywaniu orzeczeń sądowych w sprawach cywilnych i handlowych. Inwestorzy spoza Unii Europejskiej, przykładowo inwestorzy amerykańscy, mogą napotkać na trudność w egzekwowaniu orzeczeń sądów zagranicznych przez polskie sądy. Generalnie orzeczenia sądów zagranicznych w sprawach cywilnych ją uznawana z mocy prawa i można je egzekwować w Polsce według przepisów ogólnych Kodeksu Postępowania Cywilnego. Orzeczenia sądów zagranicznych można egzekwować w Polsce m.in. pod warunkiem, że są one orzeczeniami ostatecznymi w swojej pierwotnej jurysdykcji, a także jeśli nie stoją one w sprzeczności z podstawowymi zasadami polskiego systemu prawnego. Nie jesteśmy w stanie złożyć oświadczeń zapewniających, że wszystkie warunki konieczne do uznania lub egzekwowania orzeczeń sądów zagranicznych w Polsce zostaną spełnione, ani też że określone orzeczenie można będzie egzekwować w Polsce.

Czynniki ryzyka związane z inwestowaniem w Akcje

Skarb Państwa, który w jest obecnie naszym Akcjonariuszem większościowym i pozostanie nim po przeprowadzeniu Oferty Globalnej, może podejmować działania, które nie będą w najlepszym interesie naszych pozostałych Akcjonariuszy

Skarb Państwa jest obecnie naszym Akcjonariuszem większościowym. Przewiduje się, że po przeprowadzeniu Oferty, udział Skarbu Państwa spadnie do poziomu około 60,3% Akcji, (przy założeniu zbycia wszystkich Akcji Oferowanych i niewykonania Opcji Stabilizacyjnej) lub do poziomu 62,3% (przy założeniu zbycia wszystkich Akcji Oferowanych i pełnej realizacji Opcji Stabilizacyjnej). W każdym z tych przypadków Skarb Państwa pozostanie większościowym Akcjonariuszem Spółki i będzie miał w dalszym ciągu decydujący wpływ na naszą działalność, w szczególności poprzez podejmowanie uchwał na Walnym Zgromadzeniu bez konieczności uzyskania zgody pozostałych akcjonariuszy, w tym dotyczących:

- wyboru członków naszej Rady Nadzorczej, która powołuje Zarząd, które to organy wspólnie kreują naszą strategię,
- emisji nowych Akcji i innych papierów wartościowych oraz warunków na jakich będą emitowane,
- zmian w Statucie, oraz
- wypłaty dywidendy.

Posiadanie przez Skarb Państwa znacznego pakietu naszych Akcji dawać będzie mu możliwość blokowania uchwał Akcjonariuszy, które w jego ocenie będą niekorzystne, w tym uchwał, które mogłyby doprowadzić do rozwodnienia jego udziału w naszym kapitale zakładowym. Mogą wystąpić sytuacje, w których interesy Skarbu Państwa będą rozbieżne z naszymi interesami lub interesami naszych pozostałych Akcjonariuszy. Dla przykładu, istnieje możliwość, że Skarb Państwa podejmie kroki w zakresie naszej polityki dywidendowej, które nie będą zgodne z naszym najlepszym interesem lub z interesami naszych pozostałych Akcjonariuszy lub skłoni nas do zawarcia transakcji, w których stroną będzie on lub powiązane z nim podmioty, których interesy okażą się sprzeczne z naszymi interesami lub z interesami pozostałych Akcjonariuszy. Rozważając inwestycje w Akcje Oferowane nie należy zakładać, że Skarb Państwa będzie w jakiejkolwiek sprawie kierować się interesami wszystkich Akcjonariuszy.

Jesteśmy Spółką zależną od Skarbu Państwa i w związku z tym znaczna część naszych istotnych relacji handlowych, w szczególności z dostawcami, jest relacjami z innymi jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa. Na przykład wszyscy nasi główni dostawcy węgla kamiennego są jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa, podobnie jak większość podmiotów, od których nabywamy energię elektryczną. Jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa jest również większość naszych głównych konkurentów we wszystkich głównych segmentach naszej działalności. Skarb Państwa może, kierując się własnymi korzyściami lub interesami, podjąć działania mające na celu nawiązanie lub ukształtowanie w inny sposób naszych relacji z takimi jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa, bądź działania korzystne dla innych podmiotów, które mogą być dla nas niekorzystne. Takie działania mogą mieć niekorzystny wpływ na nasze istotne relacje handlowe. Szerzej, zob. Rozdział „*Transakcje z podmiotami powiązanymi*”.

Dalsza sprzedaż naszych Akcji przez Skarb Państwa może negatywnie wpłynąć na kurs naszych Akcji

Skarb Państwa podał do publicznej wiadomości, że zamierza sprzedać w najbliższym czasie całość bądź część pozostałego pakietu naszych Akcji inwestorowi strategicznemu, co może istotnie negatywnie wpłynąć na kurs naszych Akcji i w ten sposób obniżyć wartość inwestycji w Akcje.

Aczkolwiek Skarb Państwa ogłosił zamiar kolejnej sprzedaży naszych Akcji, nie ma pewności odnośnie terminu takiej oferty oraz liczby akcji, które mogłyby podlegać takiej transakcji. Kurs naszych Akcji może zostać obniżony w wyniku spekulacji na temat takiej sprzedaży, jakichkolwiek opóźnień w realizacji transakcji po jej ogłoszeniu oraz ceny Akcji zaoferowanych przez Skarb Państwa.

Przyszłe transakcje sprzedaży znaczącej liczby Akcji na rynku przez naszych Akcjonariuszy lub emisje nowych Akcji mogą mieć istotny wpływ na cenę naszych Akcji lub na nasze możliwości pozyskania kapitału w przyszłości

Przyszłe transakcje sprzedaży znaczącej liczby Akcji przez naszych Akcjonariuszy, w tym przez Skarb Państwa, lub emisje nowych Akcji, a nawet samo oczekiwanie na taką sprzedaż lub emisje, mogą powodować istotne obniżenie ceny rynkowej Akcji. Przyszłe transakcje sprzedaży znaczącej liczby naszych Akcji lub samo oczekiwanie na taką sprzedaż, mogą także negatywnie wpłynąć na nasze możliwości pozyskania kapitału w przyszłości, w dogodnym dla nas czasie oraz przy zadowalającym poziomie oprocentowania, a udział naszych Akcjonariuszy może ulec rozwodnieniu w wyniku ewentualnych emisji nowych Akcji w przyszłości.

W szczególności, negatywny wpływ na kurs naszych Akcji może mieć sprzedaż lub oczekiwanie na sprzedaż Akcji przez naszych byłych lub obecnych pracowników, którym zostanie udostępnionych do 41.638.955 Akcji stanowiących 9,4% naszych Akcji zgodnie z przepisami Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji lub przepisami Ustawy o Zasadach Nabywania Akcji od Skarbu Państwa w Procesie Konsolidacji Sektora Energetycznego. Zgodnie z przepisami Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji w przypadku zbycia choćby jednej naszej Akcji przez Skarb Państwa na zasadach ogólnych, Akcje Serii B (po umorzeniu części z nich dla celów wypłaty ekwiwalentu dla byłych lub obecnych pracowników Elektrowni Kozienice) zostaną udostępnione byłym lub obecnym pracownikom Grupy („**Akcje Pracownicze**"). Akcje Pracownicze nie mogą być przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych Akcji na zasadach ogólnych, a w przypadku pracowników będących członkami Zarządu – przed upływem trzech lat od dnia zbycia Akcji przez Skarb Państwa. Natomiast Akcje nabyte na podstawie Ustawy o Zasadach Nabywania Akcji od Skarbu Państwa w Procesie Konsolidacji Sektora Energetycznego, stanowiące na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego 1,84% kapitału zakładowego Spółki, nie będą podlegały żadnym szczególnym ograniczeniom co do ich zbywalności od momentu ich nabycia przez uprawnionych pracowników.

Inwestorzy, którzy nie zostaną zaproszeni do udziału w procesie budowy Księgi Popytu w Ofercie Globalnej lub którzy wezmą udział w tym procesie, ale nie otrzymają wezwania do złożenia zapisu, nie będą mogli złożyć zapisu na Akcje Oferowane

Do złożenia deklaracji nabycia Akcji Oferowanych w procesie budowy Księgi Popytu będą uprawnieni wyłącznie ci Inwestorzy, którzy zostaną zaproszeni do tego procesu przez Menedżerów Oferty. Inwestorzy, którzy nie zostaną zaproszeni do udziału w procesie budowy Księgi Popytu lub, którzy wezmą udział w tym procesie, ale nie otrzymają wezwania do złożenia zapisu, nie będą mogli złożyć zapisu na Akcje Oferowane.

Obrót naszymi Akcjami może zostać zawieszony lub mogą one podlegać wykluczeniu z obrotu na rynku regulowanym

Jeżeli Spółka nie wykona albo wykona nienależycie obowiązki, nakazy lub narusza zakazy, nałożone lub przewidziane w odpowiednich przepisach Ustawy o Ofercie Publicznej lub Ustawy o Obrocie Instrumentami Finansowymi, bądź postępuje wbrew wskazanym tam obowiązkom, KNF może:

- wydać decyzję o wykluczeniu papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym na czas określony lub bezterminowo,
- nałożyć, biorąc pod uwagę w szczególności sytuację finansową podmiotu, na który kara jest nakładana, karę pieniężną w wysokości do 1.000.000 PLN, lub
- zastosować obie powyższe sankcje łącznie.

Ponadto, zgodnie z art. 20 ust. 3 Ustawy o Obrocie Instrumentami Finansowymi, na żądanie KNF, spółka prowadząca rynek regulowany wyklucza z obrotu wskazane przez KNF papiery wartościowe lub inne instrumenty finansowe, w przypadku gdy obrót nimi zagraża w sposób istotny prawidłowemu funkcjonowaniu rynku regulowanego lub bezpieczeństwu obrotu na tym rynku, albo powoduje naruszenie interesów inwestorów.

Podobnie, zgodne z § 31 ust. 1 Regulaminu GPW, Zarząd GPW wyklucza instrumenty finansowe z obrotu giełdowego:

- jeżeli ich zbywalność stała się ograniczona,
- na żądanie KNF zgłoszone zgodnie z przepisami Ustawy o Obrocie Instrumentami Finansowymi,
- w przypadku zniesienia ich dematerializacji, lub
- w przypadku wykluczenia ich z obrotu na rynku regulowanym przez właściwy organ nadzoru.

Ponadto, Zarząd GPW może wykluczyć instrumenty finansowe z obrotu zgodnie z § 31 ust. 2 Regulaminu GPW:

- jeżeli przestały spełniać inne niż ograniczenie zbywalności warunki dopuszczenia do obrotu giełdowego na danym rynku,
- jeżeli emitent uporczywie narusza przepisy obowiązujące na giełdzie,

- na wniosek emitenta,
- wskutek ogłoszenia upadłości emitenta albo w przypadku oddalenia przez sąd wniosku o ogłoszenie upadłości z powodu braku środków w majątku emitenta na zaspokojenie kosztów postępowania,
- jeżeli uzna, że wymaga tego interes i bezpieczeństwo uczestników obrotu,
- wskutek podjęcia decyzji o połączeniu emitenta z innym podmiotem, jego podziale lub przekształceniu,
- jeżeli w ciągu ostatnich 3 miesięcy nie dokonano żadnych transakcji giełdowych na danym instrumencie finansowym,
- wskutek podjęcia przez emitenta działalności zakazanej przez obowiązujące przepisy prawa, lub
- wskutek otwarcia likwidacji emitenta.

WYKORZYSTANIE WPŁYWÓW Z OFERTY

Szacuje się, że wpływy netto z Oferty Globalnej, po potrąceniu prowizji i przewidywanych kosztów, wyniosą [●] złotych. Wpływy netto otrzymane ze sprzedaży Akcji Oferowanych będą podlegały dystrybucji na rzecz Akcjonariusza Sprzedającego. Spółka nie otrzyma żadnych wpływów ze sprzedaży Akcji Oferowanych w ramach Oferty Globalnej.

KAPITALIZACJA I ZADŁUŻENIE

Poniższa tabela prezentuje skonsolidowane dane dotyczące kapitału własnego oraz poziomu zadłużenia Grupy na dzień 30 listopada 2009 roku

	30 listopada 2009 roku (niezbadane)
	(w tys. PLN)
KAPITALIZACJA I ZADŁUŻENIE	
Zadłużenie krótkoterminowe z tytułu kredytów i pożyczek	**46.807**
-zabezpieczone* (oprocentowane pożyczki i kredyty)	31.263
-gwarantowane** (oprocentowane pożyczki i kredyty)	15.518
-niezabezpieczone/ niegwarantowane	26
Zadłużenie długoterminowe z tytułu kredytów i pożyczek	**115.888**
-zabezpieczone* (oprocentowane pożyczki i kredyty)	53.680
-gwarantowane**(oprocentowane pożyczki i kredyty)	61.990
-niezabezpieczone/niegwarantowane	218
Kapitał własny	**9.382.823**
Kapitał zakładowy	588.018
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3.632.464
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	1.144.336
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	21.821
Pozostałe kapitały	(28.226)
Zyski zatrzymane	3.993.056
Udziały mniejszości	31.354
Kapitał własny i zadłużenie z tytułu kredytów i pożyczek ogółem	**9.545.518**
A. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	**932.644**
B. Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	**-**
C. Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej	**1.688.561**
D. Płynność (A+B+C)	**2.621.205**
E. Krótkoterminowe kredyty bankowe + pożyczki	**46.807**
F. Inne krótkoterminowe zadłużenia finansowe (zobowiązania z tytułu leasingu finansowego)	**1.049**
G. Krótkoterminowe zadłużenie finansowe (E + F)	**47.856**
H. Krótkoterminowe zadłużenie finansowe netto (G-D)	**(2.573.349)**
I. Długoterminowe kredyty bankowe + pożyczki	**115.888**
J. Inne długoterminowe zadłużenia finansowe (zobowiązania z tytułu leasingu finansowego)	**1.736**
K. Długoterminowe zadłużenie finansowe (I+J)	**117.624**
L. Zadłużenie finansowe netto (H+K)	**(2.455.725)**

** Opis zabezpieczeń ustanowionych na majątku Grupy został zawarty w Rozdziale „Przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektyw rozwoju" – „Zadłużenie"*
*** Gwarancja Skarbu Państwa udzielona jako zabezpieczenie umowy kredytowej opisanej w Rozdziale „Opis działalności"- „Umowy finansowe"- „Umowa kredytowa z dnia 20 grudnia 2000 roku zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice a Nordic Investment Bank S.A."*

Zobowiązania warunkowe

Szczegółowy opis zobowiązań warunkowych został zamieszczony w Rozdziale „*Przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektyw rozwoju" – „Zobowiązania warunkowe*".

Oświadczenie o kapitale pracującym

Zarząd oświadcza, iż na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego zarówno nasza Spółka, jak i nasza Grupa dysponują odpowiednim i wystarczającym poziomem kapitału pracującego w wysokości zapewniającej pokrycie bieżących potrzeb operacyjnych w okresie dwunastu kolejnych miesięcy od daty niniejszego Dokumentu Ofertowego.

DYWIDENDA I POLITYKA W ZAKRESIE DYWIDENDY

Zasady wypłaty dywidendy

Akcjonariusze mają prawo do udziału w zysku wykazanym w sprawozdaniu finansowym zbadanym przez biegłego rewidenta, który został przeznaczony do podziału przez Walne Zgromadzenie. Nasza zdolność wypłacania dywidendy jest ustalana na podstawie jednostkowych sprawozdań finansowych Spółki sporządzanych zgodnie z MSSF UE. Możemy wypłacać dywidendy tylko wówczas, gdy ich wypłata (oraz ich wysokość) zostanie uchwalona przez Akcjonariuszy na Zwyczajnym Walnym Zgromadzeniu. Zgodnie z art. 395 §1 KSH, Zwyczajne Walne Zgromadzenie powinno się odbyć w ciągu sześciu miesięcy po upływie roku obrotowego, a zatem w przypadku naszej Spółki do końca czerwca. Kwota dywidendy, którą wolno nam wypłacić za dany rok obrotowy nie może przekroczyć sumy: (i) przeznaczonego do podziału zysku netto za dany rok obrotowy, (ii) niepodzielonego zysku z lat ubiegłych, oraz (iii) kwot przeniesionych z utworzonych z zysku kapitałów zapasowego i rezerwowych, które mogą być przeznaczone na wypłatę dywidendy, pomniejszonej o niepokryte straty, akcje własne oraz kwoty, które zgodnie z ustawą lub Statutem powinny być przeznaczone z zysku za ostatni rok obrotowy na kapitały zapasowy lub rezerwowe. Ponadto, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa polskiego, możemy wypłacać dywidendę za dany rok obrotowy tylko po uprzednim dokonaniu następujących odpisów:

- kwoty odpowiadającej 8% naszego zysku netto na obowiązkowy kapitał zapasowy z zastrzeżeniem, że po osiągnięciu przez tę rezerwę wartości odpowiadającej 1/3 kapitału zakładowego nie będzie wymagane dalsze asygnowanie środków na ten cel; oraz
- kwoty przeznaczonej na kapitał zapasowy ustalanej uznaniowo przez Akcjonariuszy na Walnym Zgromadzeniu.

Nie istnieją żadne ograniczenia wynikające z umów kredytowych zawartych przez Spółkę, ani też uprzywilejowanie w zakresie wypłaty dywidendy. Zysk rozdziela się pomiędzy Akcjonariuszy w stosunku do posiadanej przez nich liczby Akcji.

Statut Spółki upoważnia Zarząd do wypłaty zaliczek na poczet przewidywanej dywidendy za zgodą Rady Nadzorczej. Informacje o wypłacie dywidendy ogłaszane będą w trybie raportów bieżących. Prawo do dywidendy będzie przysługiwało osobom, na których rachunkach będą zapisane Akcje w dniu dywidendy. Warunki wypłaty dywidendy odpowiadają zasadom przyjętym dla spółek publicznych. Art. 348 § 3 KSH stanowi, że walne zgromadzenie spółki publicznej ustala dzień dywidendy, tj. dzień ustalenia prawa do dywidendy oraz termin wypłaty dywidendy. Dzień dywidendy może być wyznaczony na dzień powzięcia uchwały albo w okresie kolejnych trzech miesięcy licząc od tego dnia.

Ponadto, stosownie do § 26 Regulaminu GPW, emitent papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu giełdowego obowiązany jest informować niezwłocznie GPW o zamierzeniach związanych z wykonywaniem praw z papierów wartościowych już notowanych, jak również o podjętych w tym przedmiocie decyzjach, oraz uzgadniać z GPW te decyzje w zakresie, w którym mogą mieć wpływ na organizację i sposób przeprowadzania transakcji giełdowych. Powyższe obowiązki znajdują zastosowanie w szczególności do wypłaty dywidendy.

Wypłata dywidendy następuje za pośrednictwem systemu depozytowego KDPW.

Zgodnie z § 9 Rozdziału XIII Oddział 3 Szczegółowych Zasad Obrotu Giełdowego, emitent jest obowiązany bezzwłocznie powiadomić GPW o podjęciu uchwały o przeznaczeniu zysku na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy, wysokości dywidendy, dniu ustalenia prawa do dywidendy oraz dniu wypłaty dywidendy, a także przekazać GPW podjętą w tym zakresie uchwałę walnego zgromadzenia.

Ponadto § 124 Szczegółowych Zasad Działania KDPW nakłada na emitentów obowiązek poinformowania KDPW o wysokości dywidendy przypadającej na jedną akcję, dniu ustalenia prawa do dywidendy (określonym w przepisach KSH jako „**dzień dywidendy**") oraz terminie wypłaty dywidendy. Zgodnie z § 124 ust. 2 Szczegółowych Zasad Działania KDPW, między dniem ustalenia prawa do dywidendy a dniem wypłaty dywidendy musi upływać co najmniej dziesięć dni. Zgodnie z § 5 ust. 1 Regulaminu KDPW bieg tych terminów oblicza się biorąc pod uwagę dni robocze z wyłączeniem dni wolnych od pracy oraz sobót. Te same zasady stosują się odpowiednio do wypłaty zaliczki na poczet dywidendy, zgodnie z przepisami § 133 Szczegółowych Zasad Działania KDPW, tj. m.in. z zastrzeżeniem, że, dzień wypłaty dywidendy może przypadać najwcześniej piątego dnia po dniu dywidendy.

Od uzyskanych na terytorium Polski przychodów z dywidend pobiera się zryczałtowany podatek dochodowy w wysokości 19% uzyskanego przychodu. Więcej informacji na ten temat znajduje się w Rozdziale „*Opodatkowanie*".

Obowiązkowe wpłaty z zysku na rzecz Skarbu Państwa

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 1 grudnia 1995 roku o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz spółki, w których wszystkie akcje są własnością Skarbu Państwa zobowiązane są do dokonywania na rzecz Skarbu Państwa kwartalnych wpłat z zysku (definiowanego jako zysk brutto ustalony zgodnie z MSSF UE pomniejszony o wartość bieżącego podatku dochodowego) w wysokości 15% tego zysku.

W latach 2006-2008 i w styczniu 2009 roku, jako jednoosobowa spółka Skarbu Państwa, Spółka podlegała powyższemu obowiązkowi. Z końcem miesiąca, w którym sąd rejestrowy dokonał rejestracji emisji Akcji serii C (tj. od dnia 1 lutego 2009 roku), Spółka przestała podlegać powyższemu obowiązkowi.

Dywidenda za lata 2006-2008

Dywidenda za lata 2006-2008 wynosiła odpowiednio:

(i) 62.317 tys. PLN za 2006 rok, co stanowiło 30,48% zysku netto Grupy (w tym kwota 38.550 tys. PLN to dywidenda wypłacona zgodnie z zasadami określonymi przez przepisy KSH, a kwota 23.767 tys. PLN to kwota naliczona tytułem obowiązkowej wpłaty z zysku),

(ii) 95.515 tys. PLN za 2007 rok, co stanowiło 18,3% zysku netto Grupy (w tym kwota 88.630 tys. PLN to dywidenda wypłacona zgodnie z zasadami określonymi przez przepisy KSH, a kwota 6.885 tys. PLN to kwota naliczona tytułem obowiązkowej wpłaty z zysku),

(iii) 232.215 tys. PLN za 2008 rok, co stanowiło 107,8% zysku netto Grupy (w tym kwota 203.064 tys. PLN to dywidenda wypłacona zgodnie z zasadami określonymi przez przepisy KSH, a kwota 29.151 tys. PLN to kwota naliczona tytułem obowiązkowej wpłaty z zysku).

Polityka w zakresie dywidendy

Zasadą naszej polityki w zakresie dywidendy jest realizowanie wypłat stosownie do wielkości wypracowanego zysku i naszych możliwości finansowych. Zarząd zgłaszając propozycje dotyczące wypłaty dywidendy kieruje się koniecznością zapewnienia płynności finansowej oraz kapitału niezbędnego do rozwoju naszej działalności. Zamiarem Zarządu jest wnioskowanie w przyszłości do Walnego Zgromadzenia o wypłatę Akcjonariuszom dywidendy na poziomie od 30% do 60% zysku netto wykazanego w jednostkowym sprawozdaniu finansowym Spółki sporządzonym zgodnie z MSSF UE. Wypłata dywidendy będzie możliwa w sytuacji, gdy przewidywane nakłady na rozwój i inwestycje, finansowane z kapitału własnego, okażą się mniejsze niż przewidywany poziom wolnych środków pieniężnych w Spółce w roku obrotowym, w którym przypada płatność dywidendy.

KURSY WYMIANY WALUT

Kurs wymiany złotego do euro

Poniższa tabela przedstawia ogłoszone przez Narodowy Bank Polski, we wskazanych okresach, kursy średnie, najwyższe oraz najniższe, a także kurs na koniec okresu dla transakcji walutowych pomiędzy złotym a euro (w złotych za euro). Nie ma pewności, że wartość złotego w rzeczywistości odpowiada takiej wartości euro lub, że mogła odpowiadać lub mogła być przeliczona na euro po wskazanym kursie, po jakimkolwiek innym kursie, bądź w ogóle wymieniona.

	Kurs PLN/EUR			
	Kurs średni	**Kurs najwyższy**	**Kurs najniższy**	**Na koniec okresu**
2006	3,895	4,107	3,757	3,831
2007	3,783	3,939	3,570	3,582
2008	3,513	4,185	3,203	4,172
2009	4,328	4,900	3,917	4,108
Trzy miesiące zakończone 31 marca 2009	4,498	4,900	3,917	4,701
Trzy miesiące zakończone 30 czerwca 2009	4,450	4,646	4,235	4,470
Trzy miesiące zakończone 30 września 2009	4,206	4,424	4,408	4,223
Trzy miesiące zakończone 31 grudnia 2009	4,174	4,291	4,066	4,108

Źródło: Narodowy Bank Polski

W dniu 28 stycznia 2010 roku kurs wymiany euro do złotego ogłoszony przez Narodowy Bank Polski wynosił 4,063 PLN za 1 EUR.

Kurs wymiany złotego do dolara amerykańskiego

Poniższa tabela przedstawia ogłoszone przez Narodowy Bank Polski, we wskazanych okresach, kursy średnie, najwyższe oraz najniższe, a także kurs na koniec okresu dla transakcji walutowych pomiędzy złotym a dolarem amerykańskim (w złotych za dolara amerykańskiego). Nie zapewniamy jednak, że wartość złotego w rzeczywistości odpowiada takiej wartości dolara amerykańskiego lub, że mogła odpowiadać lub mogła być przeliczona na USD po wskazanym kursie, po jakimkolwiek innym kursie bądź w ogóle wymieniona.

	Kurs PLN/USD			
	Kurs średni	**Kurs najwyższy**	**Kurs najniższy**	**Na koniec okresu**
2006	3,103	3,301	2,863	2,911
2007	2,767	3,040	2,426	2,435
2008	2,406	3,130	2,022	2,962
2009	3,118	3,898	4,900	2,850
Trzy miesiące zakończone 31 marca 2009	3,454	3,898	2,884	3,542
Trzy miesiące zakończone 30 czerwca 2009	3,270	3,522	3,125	3,173
Trzy miesiące zakończone 30 września 2009	2,939	3,185	2,797	2,885
Trzy miesiące zakończone 31 grudnia 2009	2,825	2,929	2,709	2,850

Źródło: Narodowy Bank Polski

W dniu 28 stycznia 2010 roku kurs wymiany złotego do dolara amerykańskiego ogłoszony przez Narodowy Bank Polski wynosił 2,896 PLN za 1 USD.

CENA RYNKOWA AKCJI

Od dnia 17 listopada 2008, nasze Akcje (do dnia 29 stycznia 2009 prawa do akcji) są notowane na rynku podstawowym GPW pod symbolem „ENEA" („ENEA-PDA" jako prawa do akcji) oraz numerem ISIN PLENEA000013 (PLENEA000062 jako prawa do akcji).

Poniższa tabela przedstawia zmiany cen naszych akcji (w oparciu o kurs zamknięcia na GPW) w podanych okresach.

Okres	Najwyższa cena w PLN	Najniższa cena w PLN
2008		
Listopad	15,25	13,60
Grudzień	15,32	13,76
2009		
Styczeń	14,23	11,28
Luty	14,70	10,72
Marzec	14,75	13,96
Kwiecień	15,89	18,19
Maj	17,49	15,64
Czerwiec	17,60	16,70
Lipiec	20,48	17,30
Sierpień	25,34	20,55
Wrzesień	24,48	22,81
Październik	23,40	18,75
Listopad	19,50	17,66
Grudzień	21,40	18,19

Źródło: GPW

W dniu 28 stycznia 2010, cena naszych akcji na zamknięciu sesji na GPW wynosiła 18,82 PLN.

WYBRANE DANE FINANSOWE I OPERACYJNE

W tabelach poniżej przedstawiono wybrane dane finansowe na dzień oraz za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, jak również na dzień oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku w następującym układzie: (i) wybrane pozycje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz bilansu Grupy za każde z lat zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, które pochodzą ze Zbadanych Skonsolidowanych Sprawozdań Finansowych Grupy zamieszczonych w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie, oraz wybrane pozycje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz bilansu Grupy za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku, które pochodzą z Niezbadanego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego zamieszczonego w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie; oraz (ii) wybrane pozycje z rachunku zysków i strat oraz bilansu Elektrowni Kozienice za każde z lat zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, które pochodzą ze Zbadanych Jednostkowych Sprawozdań Finansowych Kozienic zamieszczonych w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie. Zob. punkt „Dokumenty zamieszczone przez odesłanie”.

Zbadane Skonsolidowane Sprawozdania Finansowe Grupy podlegały badaniu przez KPMG, natomiast Niezbadane Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe podlegało przeglądowi przez Deloitte, zgodnie z normami wykonywania zawodu biegłego rewidenta, wydanymi przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów w Polsce oraz Międzynarodowymi Standardami Rewizji Finansowej. Zbadane Jednostkowe Sprawozdania Finansowe Kozienic podlegały badaniu przez Deloitte, zgodnie z obowiązującymi w Polsce normami wykonywania zawodu biegłego rewidenta oraz przepisami Ustawy o Rachunkowości.

Niniejszy rozdział należy analizować łącznie z informacjami zawartymi w Rozdziale „Przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektywy rozwoju” oraz w Sprawozdaniach Finansowych, jak również notach do tych sprawozdań, które zostały zamieszczone w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie.

Informacje finansowe Grupy

Dane z niezbadanego skonsolidowanego rachunku zysków i strat za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 oraz 2009 roku

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2008	2009
	(niezbadane)	(niezbadane)
	(w tys. PLN)	
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	4.695.041	5.432.899
Podatek akcyzowy	168.753	193.461
Przychody ze sprzedaży netto	**4.526.288**	**5.239.438**
Pozostałe przychody operacyjne	49.023	62.088
Przychody z działalności operacyjnej	**4.575.311**	**5.301.526**
Koszty działalności operacyjnej		
Amortyzacja	(479.165)	(482.233)
Koszty świadczeń pracowniczych	(704.947)	(584.554)
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(982.365)	(1.139.392)
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(1.286.725)	(1.712.290)
Usługi przesyłowe	(558.933)	(511.516)
Inne usługi obce	(201.030)	(238.691)
Podatki i opłaty	(118.963)	(127.885)
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(4.075)	1.896
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-	(7.517)
Pozostałe koszty operacyjne	84.149	59.973
Koszty działalności operacyjnej	**(4.420.352)**	**(4.862.155)**
Zysk operacyjny	**154.959**	**439.371**
Przychody finansowe	60.360	131.696
Koszty finansowe	26.778	24.930
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	521	10.564
Zysk przed opodatkowaniem	**189.062**	**556.701**
Podatek dochodowy	(53.061)	(110.419)
Zysk netto okresu sprawozdawczego z tego	**136.001**	**446.282**
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	136.050	446.372
przypadający na udziały mniejszości	(49)	(90)
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	136.050	446.372
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	347.253.939	441.442.578
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,39**	**1,01**
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,39**	**1,01**
EBITDA[(1)] według segmentów działalności bez uwzględniania kosztów ogólnego zarządu	**634.124**	**921.604**

[(1)] Dane niezbadane. EBITDA składa się z zysku/(straty) operacyjnej powiększonej o amortyzację. EBITDA nie jest miernikiem zysku/(straty) operacyjnej, wyników operacyjnych lub płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA jest miernikiem używanym przez nas w zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że jest powszechnie raportowany oraz szeroko używany przez inwestorów przy porównywaniu wyników na spójnej podstawie z pominięciem amortyzacji, która może się różnić istotnie, w zależności od stosowanych metod księgowych (szczególnie w przypadku dokonania akwizycji) lub innych czynników nieoperacyjnych. W konsekwencji EBITDA został pokazany w Dokumencie Ofertowym, aby umożliwić bardziej pełną i kompleksową analizę wyników naszej działalności w relacji do innych spółek. EBITDA nie powinien być rozpatrywany w oderwaniu od zysku/(straty) operacyjnej określanej zgodnie z MSSF UE lub jako substytut takiego zysku/(straty) operacyjnej, lub jako miernik naszych wyników operacyjnych lub przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej określanych zgodnie z MSSF UE. Ten niezdefiniowany przez MSSF UE miernik nie powinien zastępować analizy naszego rachunku zysków i strat oraz rachunku z przepływów pieniężnych. EBITDA nie jest wskaźnikiem jednolicie definiowanym, nie jest porównywalny do EBITDA prezentowanych przez inne spółki. Z tego powodu, nasze przedstawienie EBITDA może nie być porównywalne do podobnie oznaczonych mierników innych spółek.

EBITDA

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2008	2009
	(w tys. PLN)	
EBIDTA [(1)]	634,124	921,604

[(1)] Niezbadane dane. EBITDA składa się z zysku/(straty) operacyjnej powiększonej o amortyzację. EBITDA nie jest miernikiem zysku/(straty) operacyjnej, wyników operacyjnych lub płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA jest miernikiem używanym przez nas w zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że jest powszechnie raportowany oraz szeroko używany przez inwestorów przy porównywaniu wyników na spójnej podstawie z pominięciem amortyzacji, która może się różnić istotnie, w zależności od stosowanych metod księgowych (szczególnie w przypadku dokonania akwizycji) lub innych czynników nieoperacyjnych. W konsekwencji EBITDA został pokazany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić bardziej pełną i kompleksową analizę wyników naszej działalności w relacji do innych spółek. EBITDA nie powinien być rozpatrywany w oderwaniu od zysku/(straty) operacyjnej określanej zgodnie z MSSF UE lub jako substytut takiego zysku/(straty) operacyjnej, lub jako miernik naszych wyników operacyjnych lub przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej określanych zgodnie z MSSF UE. Ten niezdefiniowany przez MSSF UE miernik nie powinien zastępować analizy naszego rachunku zysków i strat oraz rachunku z przepływów pieniężnych. EBITDA nie jest wskaźnikiem jednolicie definiowanym, nie jest porównywalny do EBITDA prezentowanych przez inne spółki. Z tego powodu, nasze przedstawienie EBITDA może nie być porównywalne do podobnie oznaczonych mierników innych spółek.

EBITDA dla Elektrowni Kozienice

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku EBIDTA dla Elektrowni Kozienice wynosiła 321,8 mln PLN.

EBITDA w podziale na segmenty branżowe

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(w mln PLN)		(%)
Obrót	78,2	157,4	101,3
Dystrybucja	372,0	442,7	19,0
Wytwarzanie	222,6	337,0	51,4
Pozostała działalność	12,8	50,8	296,9
Wyłączenia	(4,0)	(28,2)	(605,0)
EBIDTA [(1)]	681,6	959,7	40,8

[(1)] Niezbadane dane. EBITDA składa się z zysku/(straty) operacyjnej powiększonej o amortyzację oraz nie uwzględnia kosztów ogólnego zarządu, które nie mogą zostać przypisane do danego segmentu. EBITDA nie jest miernikiem zysku/(straty) operacyjnej, wyników operacyjnych lub płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA jest miernikiem używanym przez nas w zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że jest powszechnie raportowany oraz szeroko używany przez inwestorów przy porównywaniu wyników na spójnej podstawie z pominięciem amortyzacji, która może się różnić istotnie, w zależności od stosowanych metod księgowych (szczególnie w przypadku dokonania akwizycji) lub innych czynników nieoperacyjnych. W konsekwencji EBITDA został pokazany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić bardziej pełną i kompleksową analizę wyników naszej działalności w relacji do innych spółek. EBITDA nie powinien być rozpatrywany w oderwaniu od zysku/(straty) operacyjnej określanej zgodnie z MSSF UE lub jako substytut takiego zysku/(straty) operacyjnej, lub jako miernik naszych wyników operacyjnych lub przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej określanych zgodnie z MSSF UE. Ten niezdefiniowany przez MSSF UE miernik nie powinien zastępować analizy naszego rachunku zysków i strat oraz rachunku z przepływów pieniężnych. EBITDA nie jest wskaźnikiem jednolicie definiowanym, nie jest porównywalny do EBITDA prezentowanych przez inne spółki. Z tego powodu, nasze przedstawienie EBITDA może nie być porównywalne do podobnie oznaczonych mierników innych spółek.

Dane ze zbadanego skonsolidowanego rachunku zysków i strat lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**2008**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
		(w tys. PLN)	
Przychody ze sprzedaży	5.383.742	5.508.919	6.376.006
Podatek akcyzowy	-	(63.115)	(218.244)
Przychody ze sprzedaży netto	**5.383.742**	**5.445.804**	**6.157.762**
Pozostałe przychody operacyjne	52.304	69.020	80.914
Amortyzacja	(403.464)	(470.557)	(631.364)
Koszty świadczeń pracowniczych	(491.541)	(619.974)	(940.080)
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(170.194)	(467.631)	(1.223.245)
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(2.826.508)	(2.644.120)	(1.893.710)
Usługi przesyłowe	(958.135)	(806.395)	(670.930)
Inne usługi obce	(142.805)	(187.831)	(348.436)
Podatki i opłaty	(124.671)	(154.539)	(159.507)
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(13.421)	(7.149)	(9.340)
Pozostałe koszty operacyjne	(74.463)	(73.280)	(110.705)
Koszty działalności operacyjnej	**(5.205.202)**	**(5.431.476)**	**(5.987.317)**
Zysk operacyjny	**230.844**	**83.348**	**251.359**
Przychody finansowe	34.639	44.982	92.871
Koszty finansowe	(15.811)	(19.394)	(51.178)
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	(129)	147	414
Zysk przed opodatkowaniem	**249.543**	**109.083**	**293.466**
Podatek dochodowy	(45.096)	412.593	(78.099)
Zysk netto okresu sprawozdawczego z tego	**204.447**	**521.676**	**215.367**
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	203.636	521.514	215.361
przypadający na udziały mniejszości	811	162	6
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	203.636	521.514	215.361
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	221.594.900	250.042.308	359.016.443
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,92**	**2,09**	**0,60**
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,92**	**2,09**	**0,60**
EBITDA[(1)]	**634.308**	**553.905**	**882.723**

[(1)] Dane niezbadane. EBITDA składa się z zysku/(straty) operacyjnej powiększonej o amortyzację. EBITDA nie jest miernikiem zysku/(straty) operacyjnej, wyników operacyjnych lub płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA jest miernikiem używanym przez nas w zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że jest powszechnie raportowany oraz szeroko używany przez inwestorów przy porównywaniu wyników na spójnej podstawie z pominięciem amortyzacji, która może się różnić istotnie, w zależności od stosowanych metod księgowych (szczególnie w przypadku dokonania akwizycji) lub innych czynników nieoperacyjnych. W konsekwencji EBITDA został pokazany w Dokumencie Ofertowym, aby umożliwić bardziej pełną i kompleksową analizę wyników naszej działalności w relacji do innych spółek. EBITDA nie powinien być rozpatrywany w oderwaniu od zysku/(straty) operacyjnej określanej zgodnie z MSSF UE lub jako substytut takiego zysku/(straty) operacyjnego, lub jako miernik naszych wyników operacyjnych lub przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej określanych zgodnie z MSSF UE. Ten niezdefiniowany przez MSSF UE miernik nie powinien zastępować analizy naszego rachunku zysków i strat oraz rachunku z przepływów pieniężnych. EBITDA nie jest wskaźnikiem jednolicie definiowanym, nie jest porównywalny do EBITDA prezentowanych przez inne spółki. Z tego powodu, nasze przedstawienie EBITDA może nie być porównywalne do podobnie oznaczonych mierników innych spółek.

Skonsolidowane dane bilansowe na dzień 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku oraz 30 września 2009 roku

	Na dzień 31 grudnia			Na dzień 30 września
	2006	**2007**	**2008**	**2009**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**	**(niezbadane)**
	(w tys. PLN)			
AKTYWA				
Aktywa trwałe				
Rzeczowe aktywa trwałe	5.316.272	7.871.161	7.944.815	7.866.899
Użytkowanie wieczyste gruntów	10.290	13.366	15.321	16.548
Wartości niematerialne	25.736	40.518	36.606	37.950
Nieruchomości inwestycyjne	-	4.332	5.034	4.897
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	5.060	5.207	189.941	197.769
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	9.405	14.981	8.965	40.657
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1.617	1.379	1.033	1.167
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	104	129	2.316	1.395
Razem	**5.368.484**	**7.951.073**	**8.204.031**	**8.167.309**
Aktywa obrotowe				
Zapasy	44.255	149.065	270.044	353.129
Świadectwa pochodzenia energii	-	-	-	-
Należności handlowe i pozostałe	624.984	715.110	780.098	971.308
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	2.845	7.531	5.538	2.069
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	3.568	3.292	4.806	-
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	49.323	100.741	47.340
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat			-	1.673.763
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	351.719	940.792	2.620.659	911.704
Razem	**1.027.371**	**1.865.113**	**3.781.886**	**3.959.313**
RAZEM AKTYWA	**6.395.855**	**9.816.186**	**11.985.917**	**12.126.622**
Kapitał własny przypadający na Akcjonariuszy jednostki dominującej				
Kapitał podstawowy	368.170	494.796	588.018	588.018
Akcje własne			(17.396)	
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	-	1.801.078	3.632.464	3.632.464
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	901.110	901.110	1.144.336	1.144.336
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych		1.552	(1,099)	21.821
Pozostałe kapitały			(28,226)	(28.226)
Zyski zatrzymane	3.088.596	3.564.675	3.675.078	3.918.169
Razem	**4.357.876**	**6.763.211**	**8.993.175**	**9.276.582**
Udziały mniejszości	**6.002**	**3.164**	**31.078**	**30.982**
Kapitał własny razem	**4.363.878**	**6.766.375**	**9.024.253**	**9.307.564**
ZOBOWIĄZANIA				
Zobowiązania długoterminowe				
Kredyty i pożyczki	30.987	184.376	152.785	125.933
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	100	19	708	164
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	148	453	1.515	1.388
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	621.142	684.593	767.514	809.294
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	362.826	170.747	123.480	102.928
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	201.169	335.766	438.796	402.672
Rezerwy na pozostałe zobowiązania i obciążenia	860	11.236	33.211	22.961
Razem	**1.217.232**	**1.387.190**	**1.518.009**	**1.465.340**
Zobowiązania krótkoterminowe				
Kredyty i pożyczki	26.559	69.244	52.605	47.830
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	575.782	787.702	865.581	907.364
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	68	296	877	1.080
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	26.077	28.426	26.079	36.215
Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego	66.540	22.945	18.705	71.630
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	62.116	102.023	129.880	120.066
Zobowiązania z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji	-	514.920	163.799	424
Rezerwy na świadectwa pochodzenia energii	5.123	66.638	101.403	38.140
Rezerwy na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia	52.480	70.427	84.726	130.969
Razem	**814.745**	**1.662.621**	**1.443.655**	**1.353.718**
Razem zobowiązania	**2.031.977**	**3.049.811**	**2.961.664**	**2.819.058**
RAZEM PASYWA	**6.395.855**	**9.816.186**	**11.985.917**	**12.126.622**

Informacje finansowe Elektrowni Kozienice

Dane ze zbadanego jednostkowego rachunku zysków i strat lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**2008**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
	(w tys. PLN)		
Przychody			
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	2.078.363	1.892.787	1.948.586
Podatek akcyzowy	(246.765)	(229.718)	(218.222)
Przychody ze sprzedaży netto	**1.831.598**	**1.663.069**	**1.730.364**
Pozostałe przychody operacyjne	63.950	20.988	8.100
Przychody operacyjne razem	**1.895.548**	**1.684.057**	**1.738.464**
Koszty operacyjne			
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych	(212.555)	(224.485)	(226.654)
Wynagrodzenia i świadczenia pracownicze	(184.502)	(202.264)	(200.155)
Zużycie materiałów i energii	(989.067)	(1.010.470)	(1.056.852)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(234.460)	(49.106)	(1.191)
Usługi przesyłowe	(2.699)	(3.264)	(2.432)
Inne usługi obce	(116.074)	(95.438)	(122.337)
Podatki i opłaty	(72.435)	(61.600)	(55.882)
Zysk/Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(968)	(2.368)	304
Pozostałe koszty operacyjne	(39.888)	(15.148)	(16.989)
Koszty operacyjne razem	**(1.852.648)**	**(1.664.143)**	**(1.682.188)**
Zysk z działalności operacyjnej	**42.900**	**19.914**	**56.276**
Przychody finansowe	27.059	44.313	27.079
Koszty finansowe	(32.543)	(26.885)	(34.355)
Zysk przed opodatkowaniem	**37.415**	**37.342**	**49.000**
Podatek dochodowy	(7.788)	(6.300)	(12.926)
Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku	**29.627**	**31.042**	**36.074**
Wpłata z zysku na rzecz Skarbu Państwa	(11.649)	(17.771)	-
Zysk netto po uwzględnieniu obowiązkowej wpłaty z zysku	**17.978**	**13.271**	**36.074**
EBITDA [(1)]	**255.455**	**244.399**	**282.930**

[(1)] Dane niezbadane. EBITDA składa się z zysku/(straty) operacyjnej powiększonej o amortyzację. EBITDA nie jest miernikiem zysku/(straty) operacyjnej, wyników operacyjnych lub płynności zgodnie z MSSF UE. EBITDA jest miernikiem używanym przez nas w zarządzaniu naszą działalnością i uważamy, że jest powszechnie raportowany oraz szeroko używany przez inwestorów przy porównywaniu wyników na spójnej podstawie z pominięciem amortyzacji, która może się różnić istotnie, w zależności od stosowanych metod księgowych (szczególnie w przypadku dokonania akwizycji) lub innych czynników nieoperacyjnych. W konsekwencji EBITDA został pokazany w Dokumencie Ofertowym, aby umożliwić bardziej pełną i kompleksową analizę wyników naszej działalności w relacji do innych spółek. EBITDA nie powinien być rozpatrywany w oderwaniu od zysku/(straty) operacyjnej określanej zgodnie z MSSF UE lub jako substytut takiego zysku/(straty) operacyjnej, lub jako miernik naszych wyników operacyjnych lub przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej określanych zgodnie z MSSF UE. Ten niezdefiniowany przez MSSF UE miernik nie powinien zastępować analizy naszego rachunku zysków i strat oraz rachunku z przepływów pieniężnych. EBITDA nie jest wskaźnikiem jednolicie definiowanym, nie jest porównywalny do EBITDA prezentowanych przez inne spółki. Z tego powodu, nasze przedstawienie EBITDA może nie być porównywalne do podobnie oznaczonych mierników innych spółek.

Dane bilansowe na dzień 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku

	Na dzień 31 grudnia		
	2006	**2007**	**2008**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
		(w tys. PLN)	
AKTYWA			
Aktywa trwałe			
Rzeczowe aktywa trwałe	2.764.374	2.611.312	2.576.869
Użytkowanie wieczyste gruntów	-	-	482
Wartości niematerialne	16.974	21.746	18.485
Nieruchomości inwestycyjne	4.472	4.332	4.166
Inwestycje w spółki zależne	-	-	700
Pozostałe inwestycje finansowe	6.968	6.344	4.935
Aktywa trwałe razem	**2.792.788**	**2.643.734**	**2.605.637**
Aktywa obrotowe			
Zapasy	126.982	97.554	259.067
Inwestycje finansowe	352.728	49.323	100.733
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	-	-	5.400
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	176.774	134.367	301.328
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-	4.806
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	165.285	411.018	87.294
Aktywa obrotowe razem	**821.769**	**692.262**	**758.628**
RAZEM AKTYWA	**3.614.557**	**3.335.996**	**3.364.265**
PASYWA			
Kapitał podstawowy	468.241	468.241	468.241
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	514.920	514.920	514.920
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	-	-	2.748
Zyski zatrzymane	1.461.685	1.460.726	1.438.699
Kapitał własny razem	**2.444.846**	**2.443.887**	**2.424.608**
ZOBOWIĄZANIA			
Zobowiązania z tytułu kredytów i pożyczek	409.073	173.295	145.074
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	67.296	86.595	92.318
Przychody przyszłych okresów z tytułu dotacji rządowych	-	7.178	7.325
Rezerwy	10.109	10.387	10.566
Podatek odroczony	313.580	297.193	304.273
Zobowiązania długoterminowe razem	**800.058**	**574.648**	**559.556**
Zobowiązania z tytułu kredytów i pożyczek	75.130	40.975	42.316
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	12.267	4.280	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	254.066	240.421	275.422
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	27.362	30.052	37.022
Rezerwy krótkoterminowe	828	946	24.506
Rezerwy na świadectwa pochodzenia energii	-	8	253
Przychody przyszłych okresów a tytułu dotacji rządowych	-	779	582
Zobowiązania krótkoterminowe razem	**369.653**	**317.461**	**380.101**
Razem zobowiązania	**1.169.711**	**892.109**	**939.657**
RAZEM PASYWA	**3.614.557**	**3.335.996**	**3.364.265**

PRZEGLĄD SYTUACJI OPERACYJNEJ I FINANSOWEJ ORAZ PERSPEKTYW ROZWOJU

Poniższy przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektyw rozwoju został przygotowany na podstawie: (i) skonsolidowanego rachunku zysków i strat, bilansu oraz rachunku przepływów pieniężnych Grupy za każde z lat zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, jak również za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku; (ii) rachunku zysków i strat, bilansu oraz rachunku przepływów pieniężnych Elektrowni Kozienice za każde z lat zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku.

W dniu 10 października 2007 roku, w wyniku wniesienia 100% akcji Elektrowni Kozienice na podwyższenie kapitału zakładowego Spółki, staliśmy się jednostką dominującą w stosunku do Elektrowni Kozienice. Na skutek powyższego nabycia nastąpiła znacząca zmiana brutto aktywów, pasywów i zysków Grupy. Nasz skonsolidowany bilans na dzień 31 grudnia 2007 roku obejmuje aktywa oraz pasywa Elektrowni Kozienice rozliczone według wartości księgowej, a nasz rachunek zysków i strat za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku obejmuje przychody oraz koszty Elektrowni Kozienice od dnia 10 października 2007 roku. W związku z powyższym, w celu umożliwienia inwestorom dokonania prawidłowej oceny sytuacji finansowej i perspektyw Spółki w latach 2006 - 2008, zamieściliśmy w niniejszym Dokumencie Ofertowym poprzez odesłanie jednostkowe zbadane sprawozdanie finansowe Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2005, 2006 i 2007 oraz jednostkowe zbadane sprawozdanie finansowe Elektrowni Kozienice za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku. Zob. „Prezentacja informacji finansowych".

Informacje przedstawione w niniejszym Rozdziale należy analizować łącznie z naszymi Zbadanymi Sprawozdaniami Finansowymi oraz Niezbadanymi Sprawozdaniami Finansowymi wraz z załączonymi informacjami dodatkowymi, jak również z innymi danymi finansowymi włączonymi do niniejszego Dokumentu Ofertowego przez odesłanie lub przedstawionymi w innych jego częściach. Podsumowanie istotnych zasad rachunkowości, zgodnie z którymi zostały sporządzone Zbadane Sprawozdania Finansowe oraz Niezbadane Sprawozdania Finansowe, znajduje się w niniejszym Rozdziale, w punkcie „Ważniejsze polityki księgowe".

Poniższy przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektyw rozwoju zawiera także stwierdzenia dotyczące przyszłości, w szczególności w zakresie planowanych przez nas nakładów inwestycyjnych. Nasze rzeczywiste wyniki, w tym poziom nakładów inwestycyjnych, mogą istotnie różnić się od tych, które są omawiane w takich stwierdzeniach dotyczących przyszłości. Czynniki, które mogą spowodować lub przyczynić się do takich różnic obejmują, w szczególności te, które są omawiane poniżej lub w innych częściach niniejszego Dokumentu Ofertowego, w tym w punkcie „Stwierdzenia dotyczące przyszłości" we wstępie do niniejszego Dokumentu Ofertowego oraz w Rozdziale „Czynniki ryzyka".

Dane liczbowe zamieszczone w niniejszym Rozdziale zostały zaokrąglone do jednego miejsca po przecinku, za wyjątkiem danych podanych w tysiącach złotych, które zostały zaokrąglone do najbliższej liczby całkowitej.

Informacje ogólne

W ramach naszej podstawowej działalności zajmujemy się wytwarzaniem energii elektrycznej, jej dystrybucją i obrotem, które to działalności prowadzimy na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE – organ powołany do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Grupa prowadzi ponadto działalność uzupełniającą w stosunku do podstawowego zakresu działalności.

Wytwarzanie

Wytwarzaniem energii elektrycznej w naszej Grupie zajmuje się głównie Elektrownia Kozienice, która weszła w skład naszej Grupy w październiku 2007 roku. Elektrownia Kozienice posiada łączną moc osiągalną brutto 2.880 MW i jest największą w Polsce pod tym względem elektrownią opalaną węglem kamiennym. Od stycznia 2008 roku Elektrownia Kozienice rozpoczęła także wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych (poprzez współspalanie biomasy). Elektrownia Kozienice wytworzyła w 2008 roku 11,8 TWh energii elektrycznej brutto, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 9,0 TWh energii elektrycznej brutto. Wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zajmuje się przede wszystkim nasza spółka zależna - Elektrownie Wodne Sp. z o.o. („**Elektrownie Wodne**"). Łączna moc osiągalna dwudziestu należących do nas elektrowni wodnych wynosi 56 MW. Wytworzyły one w 2008 roku łącznie 0,144 TWh energii elektrycznej brutto, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku łącznie 0,094 TWh energii elektrycznej brutto. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 7,7%. Zgodnie ze Zbadanymi Skonsolidowanymi Sprawozdaniami Finansowymi, w 2008 roku łączne przychody netto Grupy w ramach segmentu wytwarzania stanowiły 3,3% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym, za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu wytwarzania stanowiły (0,3)% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Dystrybucja

Za dystrybucję energii elektrycznej w naszej Grupie odpowiada ENEA Operator, która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („**DSO**"). Sieć dystrybucyjna ENEA Operator Sp. z o.o. („**ENEA Operator**") obejmuje swym zasięgiem obszar około 20% powierzchni kraju, zlokalizowany w północno-zachodniej części Polski. Na dzień 30 września 2009 roku ENEA Operator dysponuje liniami energetycznymi o długości ponad 125.400 km (wraz z przyłączami) oraz około 34.300 stacjami elektroenergetycznymi. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w dystrybucji energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 13,9%. Zgodnie ze Zbadanymi Skonsolidowanymi Sprawozdaniami Finansowymi, w 2008 roku łączne przychody netto Grupy w ramach segmentu dystrybucji stanowiły 37,0% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym, za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu dystrybucji stanowiły 31,5% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Obrót

W ramach naszej Grupy hurtowy obrót energią elektryczną oraz sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym należy do ENEA. W 2008 roku ENEA sprzedała ponad 17,5 TWh energii około 2,3 mln odbiorcom końcowym, w tym około 1,0 TWh klientom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku sprzedaż energii przez ENEA kształtowała się następująco: sprzedano 12,4 TWh około 2,3 mln odbiorcom końcowym, w tym około 0,7 TWh klientom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 15,8%. W okresie objętym Zbadanymi Sprawozdaniami Finansowymi działalność w zakresie obrotu energią elektryczną prowadziła także Elektrownia Kozienice oraz, do 31 sierpnia 2007 roku, EnergoPartner. Zgodnie ze Zbadanymi Skonsolidowanymi Sprawozdaniami Finansowymi, w 2008 roku łączne przychody netto Grupy w ramach segmentu obrotu stanowiły 55,1% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu obrotu stanowiły 64,3% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Pozostała działalność

Ponadto spółki z naszej Grupy prowadzą działalność dodatkową wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej, w tym, między innymi, zajmują się: (i) budową, rozbudową, modernizacjami i remontami sieci i urządzeń energetycznych; (ii) projektowaniem, konstruowaniem, produkcją i sprzedażą urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej; (iii) usługami związanymi z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia; (iv) usługami transportowymi (w tym sprzedażą oraz serwisem i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu); oraz (v) działalnością socjalną (obiekty turystyczne, ochrona zdrowia).

Zgodnie ze Zbadanymi Skonsolidowanymi Sprawozdaniami Finansowymi, w 2008 roku przychody netto Grupy w ramach segmentu pozostałej działalności stanowiły 4,6% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu pozostałej działalności stanowiły 4,5% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

W latach zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku oraz w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku najistotniejsze dla segmentu pozostałej działalności, pod względem przychodów, zysków i EBITDA, były następujące spółki: (i) BHU S.A. prowadząca handel hurtowy i detaliczny materiałami elektrycznymi i elektroenergetycznymi; (ii) ENERGOBUD Leszno sp. z o.o. zajmująca się budową, rozbudową, modernizacją i remontami sieci oraz urządzeń energetycznych; (iii) ENEOS sp. z o.o. świadcząca usługi związane z konserwacją oświetlenia ulicznego; (iv) AUTO-STYL sp. z o.o. prowadzący sprzedaż detaliczną pojazdów mechanicznych, akcesoriów, paliw, obsługę i naprawę pojazdów mechanicznych oraz wynajem środków transportu; (v) Energomiar sp. z o.o prowadzący działalność w zakresie produkcji zegarów astronomicznych, konserwacji, montażu, legalizacji i wzorcowania liczników energii elektrycznej, odczytów poboru energii elektrycznej oraz usług radiowego sterowania mocą; (vi) IT SERWIS sp. z o.o. prowadząca działalność w zakresie sprzedaży hurtowej i detalicznej sprzętu elektronicznego i telekomunikacyjnego, komputerów, i oprogramowania, działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej i bezprzewodowej oraz działalność usługową w zakresie technologii informatycznych i komputerowych; (vii) Energetyka Wysokich i Najwyższych Napięć EWiNN Sp. z o.o. świadcząca elektroenergetyczne usługi eksploatacji, modernizacji oraz budowy sieci elektroenergetycznych średnich, wysokich i najwyższych napięć oraz (viii) Miejska Energetyka Cieplna Piła Sp. z o.o. prowadząca koncesjonowaną działalność w zakresie produkcji, przesyłu i dystrybucji energii cieplnej.

Istotne trendy rynkowe oraz czynniki mające wpływ na wyniki naszej działalności

Do dnia niniejszego Dokumentu Ofertowego następujące istotne trendy rynkowe miały istotny wpływ na wyniki naszej działalności i przewidujemy, że w dalszym ciągu będą miały taki istotny wpływ w przyszłości.

Trendy makroekonomiczne w polskiej gospodarce

Cała działalność Spółki prowadzona jest w Polsce, a tym samym trendy makroekonomiczne w polskiej gospodarce (takie jak PKB, stopa inflacji, stopy procentowe i kursy wymiany walut a także stopa bezrobocia, dochody gospodarstw domowych oraz sytuacja finansowa podmiotów gospodarczych), a w szczególności ogólny rozwój gospodarczy oraz rozwój na rynkach, na których Spółka prowadzi działalność miały w przeszłości oraz będą miały w przyszłości znaczący wpływ na nasze wyniki.

Wzrost gospodarczy w Polsce w latach 2006, 2007 i 2008 był wyższy niż w Strefie Euro. Według danych opublikowanych przez GUS, PKB dla Polski wzrósł o 6,2% w 2006 roku, 6,8% w 2007 roku oraz 5,0% w 2008 roku, podczas gdy PKB w Strefie Euro wzrósł o 3,0% w 2006 roku, 2,7% w 2007 roku oraz 0,6% w 2008 roku (według danych Eurostat). Jednocześnie stopa bezrobocia w Polsce znacząco spadła z 18,0% w styczniu 2006 roku do 9,5% w grudniu 2008 roku, a średnie miesięczne wynagrodzenie brutto w sektorze przedsiębiorstw wzrosło z 2.470,5 zł w styczniu 2006 roku do 3.428,0 zł w grudniu 2008 roku (według danych GUS).

W czwartym kwartale 2008 roku i w pierwszych trzech kwartałach 2009 roku nastąpiło znaczące pogorszenie kluczowych wskaźników gospodarczych w Polsce oraz jej perspektyw rozwoju w następstwie przenoszenia się światowego kryzysu finansowego na realną gospodarkę. W czwartym kwartale 2008 roku wzrost PKB uległ spowolnieniu do 3,0% rok do roku, a w pierwszych trzech kwartałach 2009 roku wzrost PKB spadł jeszcze bardziej do 1,2% rok do roku. Jednocześnie stopa bezrobocia wzrosła z 8,9% na koniec trzeciego kwartału 2008 roku do 10,9% na koniec trzeciego kwartału 2009 roku (według danych GUS).

Dane GUS odnoszące się do niektórych widocznych czynników wzrostu gospodarczego mogą sugerować, że rok 2010 będzie stosunkowo pozytywny dla polskiej gospodarki. Przewiduje się szybszy niż w 2009 roku wzrost PKB. Tempo wzrostu gospodarczego będzie częściowo zależało również od wzrostu gospodarczego wszystkich krajów UE, a stopa bezrobocia w Polsce prawdopodobnie jeszcze wzrośnie, co może ograniczyć wzrost konsumpcji indywidualnej.

Według danych ARE w latach 2004-2008 zużycie energii elektrycznej w Polsce znacząco wzrosło z 144.866 TWh w 2004 roku do 154.271 TWh, przy średniej rocznej stopie wzrostu w wysokości około 1.6%.Wzrost ten jest skutkiem kilku czynników włącznie z ogólnym wzrostem PKB i wyższym zapotrzebowaniem na energię elektryczną kilku sektorów przemysłowych, rosnącą liczbą centrów handlowych i mieszkań, a także wzrastającym zapotrzebowaniem na energię ze strony gospodarstw domowych ze względu na wzrost zamożności społeczeństwa i wyższą częstotliwość korzystania z domowych urządzeń elektrycznych i elektronicznych. Recesja lub spowolnienie gospodarcze będące następstwem kryzysu finansowego, który dotknął wiele krajów pod koniec 2008 roku i w 2009 roku, skutkował zmniejszeniem zapotrzebowania na energię elektryczna w Polsce w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku w porównaniu do analogicznego okresu 2008 roku Tendencja ta została również odnotowana przez Grupę, w przypadku której wolumen energii elektrycznej sprzedanej w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku obniżył się o około 5% w porównaniu do wolumenu w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2008 roku.

Ceny energii elektrycznej

Ceny energii elektrycznej kształtowane są przez wiele czynników, a w szczególności przez czynniki rynkowe i regulacyjne. Nasze koszty związane z wytwarzaniem energii elektrycznej (oraz, w pewnym zakresie, także inne koszty) są w znaczącym stopniu stałe, a tym samym nie mamy możliwości ich obniżenia w przypadku spadku cen energii elektrycznej. Przewidujemy, że głównymi czynnikami kształtującymi ceny energii elektrycznej w Polsce będą: (i) koszty paliw, w tym głównie ceny węgla oraz, w mniejszym zakresie, gazu w Polsce; (ii) inwestycje w modernizację zakładów wytwórczych wymuszone przepisami w zakresie ochrony środowiska oraz inwestycje w nowe moce wytwórcze, a w szczególności zastępowanie zużytych jednostek wytwórczych; (iii) inwestycje w system przesyłowy, który obecnie charakteryzuje się brakiem silnych połączeń międzysystemowych z innymi krajami, co skutkuje tym, że import energii elektrycznej nie stanowi istotnego elementu dodatkowej podaży energii elektrycznej i bezpieczeństwa dostaw dla odbiorców końcowych; oraz (iv) europejski system handlu emisjami.

Tabela poniżej przedstawia średnie hurtowe i detaliczne ceny energii elektrycznej w latach 2006-2008:

	2006	2007	2008	Zmiana 2006 do 2008	9 miesięcy zakończone 30 września 2009
		(PLN/MWh)		*(%)*	*(PLN/MWh)*
Ceny hurtowe					
Spółki wytwarzające energię					
Łącznie	138,46	142,79	155,1	12,02	195,1
—w ramach KDT	*170,69*	*176,63*	*186,6*	*9,32*	-

	2006	2007	2008	Zmiana 2006 do 2008	9 miesięcy zakończone 30 września 2009
		(PLN/MWh)		*(%)*	*(PLN/MWh)*
—poza KDT	*119,20*	*127,20*	*152,6*	*28,02*	195,1
Ceny zakupu w przedsiębiorstwach obrotu (dawne spółki dystrybucyjne)	120,5	128,6	153,8	27,63	203,1
Ceny detaliczne					
Przedsiębiorstwa obrotu (dawne spółki dystrybucyjne)					
— w ramach TPA	*125,3*	*140,2*	*172,2*	*37,43*	*237,6*
— poza TPA	*134,5*	*147,5*	*188,2*	*39,93*	*262,7*
Przedsiębiorstwa obrotu pozostałe	123,8	138,6	167,9	35,62	228,3
Spółki wytwarzające energię					
— w ramach TPA	*125,1*	*139,2*	*168,4*	*34,61*	*261,0*
— poza TPA	*159,2*	*163,5*	*186,4*	*17,09*	*257,3*
Ogółem sprzedaż do odbiorców końcowych	**133,7**	**146,8**	**186,0**	**39,12**	**259,1**

Źródło: URE

Informacje na temat cen energii elektrycznej zostały przedstawione w Rozdziale *„Otoczenie rynkowe – Informacje ogólne”*.

W przeszłości podstawowy wpływ na poziom cen energii elektrycznej w Polsce miały KDT. Według danych ARE, udział energii o cenach ustalonych w KDT wynosił w 1999 roku około 70%, a w 2007 roku około 32% całkowitego wolumenu energii elektrycznej sprzedawanej przez wytwórców. W związku z wejściem w życie Ustawy o Rozwiązaniu KDT obowiązujące KDT zostały rozwiązane z dniem 1 kwietnia 2008 roku (szerzej, zob. Rozdział „*Otoczenie regulacyjne*” – „*Rozwiązanie KDT”*). Obecnie system prawny zakłada istnienie wolnego rynku hurtowego energii elektrycznej, a ceny obowiązujące na rynku konkurencyjnym mają zasadnicze znaczenie dla naszych przychodów i wyników finansowych. Ponieważ konkurencyjny rynek energii elektrycznej jest stosunkowo nowym zjawiskiem w Polsce trudno jest przewidzieć, jakim wahaniom ceny energii elektrycznej będą podlegały w przyszłości.

Taryfy w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz w zakresie sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym przyłączonym do naszej sieci dystrybucyjnej

Decyzje Prezesa URE w zakresie zatwierdzania taryf mają i w przyszłości będą mieć istotny wpływ na poziom osiąganych przez nas przychodów.

Obecnie jesteśmy zobowiązani do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf: (i) w zakresie sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym przyłączonym do naszej sieci dystrybucyjnej oraz (ii) w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, z tytułu których osiągnęliśmy 49,5% łącznych przychodów ze sprzedaży w roku zakończonym 31 grudnia 2008 roku, a 46,1% w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku. Zgodnie z informacją Prezesa URE z dnia 1 września 2009 roku docelowo przewiduje się uwolnienie cen energii elektrycznej w segmencie gospodarstw domowych, jednak w ocenie Prezesa URE będzie to możliwe dopiero, gdy spełnione zostaną trzy główne warunki: (i) zmiana zasad działania rynku energii elektrycznej prowadząca do wzrostu płynności obrotu na rynku hurtowym i obiektywizacji wyceny energii elektrycznej; (ii) zapewnienie ochrony odbiorców przed nadmiernym ryzykiem (w tym szczególnie ryzykiem nieuzasadnionego wzrostu cen), (iii) wzmocnienie możliwości oddziaływania Prezesa URE na kształt relacji rynkowych oraz zachowania poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych (w szczególności tych o znaczącej pozycji rynkowej).

Nie przewiduje się takiego zwolnienia w zakresie usług dystrybucji energii elektrycznej z tytułu której osiągnęliśmy 36,5% naszych przychodów ze sprzedaży za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, a 31,9% w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku W latach 2006-2008 udział ilościowy odbiorców z grup taryfowych G zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych w łącznej sprzedaży kształtował się na podobnym poziomie, tj. 27% w 2005 roku, 25% w 2006 roku, 25% w 2007 roku, 24,6% w 2008 roku oraz 26,3% w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku.

Informacje na temat opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej zostały przedstawione w Rozdziale „*Otoczenie regulacyjne – Taryfy – Opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej*”. Przychód regulowany z tytułu świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej był w roku 2009 i jest w roku 2010 wyznaczany zgodnie z nową metodologią wynagradzania kapitału zaangażowanego w działalność sieciową. W efekcie zastosowania tej metodologii wartość naszego przychodu regulowanego będzie też sukcesywnie wzrastać w kolejnych latach.

Sposób kalkulacji taryf ma zapewniać przedsiębiorstwu energetycznemu pokrycie planowanych na dany okres taryfowy kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione oraz uzyskanie określonej marży (w obrocie) lub zwrotu z kapitału (w dystrybucji), przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen i stawek opłat. Taka sytuacja powoduje, że Prezes URE, co do zasady, dąży do ograniczania wzrostu cen i

stawek opłat, które podlegają zatwierdzeniu, a ich ostateczna wysokość jest przedmiotem uzgodnień z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W praktyce taryfy są zatwierdzane najczęściej na okres jednego roku. Dodatkowo, w odniesieniu do taryf dla usług energii elektrycznej Prezes URE wyznacza długość okresów regulacyjnych (od 3 do 5 lat), dla których określa modelowy poziom kosztów uznanych za uzasadnione. Modelowy poziom kosztów uznanych za uzasadnione obowiązujący w dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego został ustanowiony na trzyletni okres regulacyjny, który upływa w 2010 roku. W przypadku poniesienia w trakcie okresu regulacyjnego dodatkowych kosztów, które nie zostały uwzględnione w modelu lub zostały uwzględnione w niższej wysokości, mamy ograniczone możliwości uwzględnienia takich kosztów w taryfie. W praktyce Prezes URE akceptuje korektę taryfy tylko w przypadku znaczącego wzrostu kosztów z przyczyn od nas niezależnych. Przykładowo, z taką sytuacją mieliśmy do czynienia na początku 2008 roku, kiedy to ENEA Operator wystąpiła z wnioskiem o podwyższenie stawek opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Wnioskowana zmiana taryfy dla tej Spółki została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 16 kwietnia 2008 roku i obowiązywała od 1 maja 2008 roku do 29 stycznia 2009 roku.

Co do zasad kształtowania taryf zob. szerzej Rozdział „*Otoczenie regulacyjne*" - „*Taryfy*".

Koszty paliw

Ceny paliw w dużej mierze decydują o konkurencyjności poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej na rynku. Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej przez nasze podstawowe aktywa wytwórcze - Elektrownię Kozienice - jest węgiel kamienny. Koszty węgla stanowiły, odpowiednio, 46% w 2006 roku, 50% w 2007, 54% w 2008 roku oraz 55% w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku, kosztów operacyjnych Elektrowni Kozienice w zakresie wytwarzania. Procentowy udział kosztów węgla we wszystkich kosztach, zarówno operacyjnych, jak i finansowych, bez podatku akcyzowego, wyniósł odpowiednio 45% w 2006 roku, 49% w 2007 roku, 53% w 2008 roku oraz 54% w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku. W zakresie dostaw węgla w 2008 roku dokonywaliśmy zakupów od czterech dostawców, z czego największy dostarczył nam w 2008 roku ponad 54% tego surowca w ujęciu ilościowym, zaś w roku 2009 roku nabywaliśmy węgiel energetyczny od pięciu dostawców, spośród których największy, w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku., dostarczył 51%. 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. Na temat rynku paliw zob. szerzej Rozdział „*Otoczenie rynkowe*" - „*Dostarczanie paliw*".

W ostatnich latach poziom cen węgla systematycznie rósł. Poniższa tabela przedstawia średnie ceny roczne oraz ceny w czwartym kwartale za węgiel energetyczny ponoszone na wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce w latach 2003 – 2007:

	2004		**2005**		**2006**		**2007**		**2008**	
	Średnia	*IV kwartał*	*Średnia*	*IV kwartał*	*Średnia*	*IV kwartał*	*Średnia*	*IV kwartał*	*Średnia*	*IV kwartał*
Łączna cena z kosztem transportu (PLN/t)	145,87	147,90	153,77	156,91	159,57	166,54	160,12	161,66	190,95	194,79
Cena loco kopalnia (PLN/t)	133,03	134,31[(1)]	142,72	145,52[(1)]	144,52	146,54[(1)]	148,66	153,27[(1)]	176,13	201,78[(1)]

Źródło: ARE i Agencja Rozwoju Przemysłu

[(1)]Ceny węgla na dzień 31 grudnia.

Uważamy, że ceny węgla pozyskiwanego w polskich kopalniach będą zbliżały się do cen notowań węgla określanych przez ARE, umożliwiając ponoszenie kosztów transportu.

Uprawnienia do emisji dwutlenku węgla

Nasza działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej jest w znacznym stopniu uzależniona od poziomu przydzielonych nam uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy. Przydział uprawnień do emisji dwutlenku węgla jest dokonywany w drodze rozporządzenia w sprawie krajowego planu dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji przyjmowanego przez Radę Ministrów, po uzyskaniu akceptacji Komisji Europejskiej. Produkcja energii elektrycznej skutkująca przekroczeniem przyznanych nam ilości posiadanych uprawnień do emisji dwutlenku węgla może się wiązać z nałożeniem na nas kary pieniężnej. W latach 2006 – 2008 Elektrownia Kozienice otrzymała przydział uprawnień do emisji dwutlenku węgla w następującej wysokości: (i) w 2006 roku w wysokości 10.538.600 t, z czego wykonała 10.846.565 t; (ii) w 2007 roku w wysokości 10.538.600 t, z czego wykonała 10.546.967 (iii) w 2008 roku w wysokości 9.636.619 t, z czego wykonała 10.004.616 t. Łączny przydział uprawnień do emisji dwutlenku węgla dla Elektrowni Kozienice w latach 2006 – 2008 wyniósł 30.713.819 t, z czego Elektrownia Kozienice wykonała w sumie 31.398.148 t.

1 lipca 2008 roku zostało przyjęte Rozporządzenie w Sprawie KPRU na lata 2008-2012. Przewiduje ono dla Elektrowni Kozienice uprawnienia do emisji dwutlenku węgla w ilości 9,6 mln ton rocznie, co stanowi spadek o 8,6% w stosunku do lat 2006-2007. Przy obecnej wielkości i sprawności mocy wytwórczych Elektrowni Kozienice, ilość uprawnień do emisji dwutlenku węgla na poziomie 9,6 mln ton rocznie odpowiada produkcji energii elektrycznej na poziomie około 10,9 TWh brutto rocznie, tj. o 9,7% mniej niż ilość energii elektrycznej, którą Elektrownia Kozienice wytworzyła w 2007 roku. W marcu 2007 roku Komisja Europejska zmniejszyła prawa do emisji CO2 dla polskich przedsiębiorstw z wnioskowanego rocznego limitu 284,6 mln ton emisji CO2, do poziomu 208,5 mln ton emisji na rok. Komisja Europejska zakwestionowała przedstawione przez Polskę dane w oparciu, o które powstał plan rozdziału uprawnień i ograniczyła przydziały uprawnień. Polska zaskarżyła tę decyzję. 23 września 2009 roku zapadł wyrok Europejskiego Sądu I Instancji unieważniający decyzję Komisji Europejskiej w sprawie krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zgłoszonego przez Rzeczpospolitą Polską na lata 2008–2012. W związku z powyższym, Komisja dokonała ponownej oceny Krajowego Planu Rozdziału i odrzuciła KPRU na lata 2008-2012 złożony w czerwcu 2006 roku, zobowiązując jednocześnie Polskę do przygotowania nowego planu.

Począwszy od 2013 roku spodziewane jest całkowite zniesienie nieodpłatnych przydziałów uprawnień do emisji dwutlenku węgla i zastąpienie ich systemem licytacji przeprowadzanych przez państwa członkowskie Unii Europejskiej (zob. Rozdział „*Otoczenie regulacyjne*" – „*Uprawnienia do emisji*").

Po roku 2012 system licytacji będzie podstawowym systemem rozdziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Kwestia ta jest uregulowana w Dyrektywie 2009/29/WE, która powinna być wdrożona do końca 2012 roku Dyrektywa przewiduje, że państwom członkowskim można tymczasowo przyznawać bezpłatne uprawnienia do emisji dla instalacji wytwarzających energię elektryczną znajdujących się w eksploatacji w dniu 31 grudnia 2008 roku lub instalacji wytwarzających energię elektryczną, w przypadku których proces inwestycyjny został zainicjowany przed upływem tego terminu. Decyzja w sprawie udzielenia bezpłatnych uprawnień danemu państwu członkowskiemu zależy od przyszłych działań tego państwa oraz Komisji Europejskiej. W odniesieniu do tymczasowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji państwom członkowskim po roku 2012, postanowiono, że w roku 2013 łączna liczba bezpłatnych uprawnień przyznanych tymczasowo nie przekroczy 70% średniorocznych zweryfikowanych emisji w latach 2005-2007 pochodzących od przedsiębiorstw energetycznych w danych państwach członkowskich. Ilość ta będzie stopniowo obniżana, aż do całkowitej eliminacji bezpłatnych uprawnień w roku 2020. Każde państwo członkowskie będzie przydzielać określoną liczbę uprawnień poszczególnym instalacjom (elektrowniom) w oparciu o wielkość emisji w latach 2005 i 2007 lub wskaźniki emisji dwutlenku węgla ważone rodzajem paliwa (system ten zostanie przyjęty do końca 2010 roku). Do 30 września 2011 roku każde państwo członkowskie zobowiązane jest do przedłożenia Komisji Europejskiej wykazu urządzeń oraz wykazu przydzielonych mu bezpłatnych uprawnień do emisji.

W wyniku ograniczenia przydziałów do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012, a także w przypadku całkowitego zniesienia bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji dwutlenku węgla w latach następnych koszty wytwarzania energii elektrycznej znacząco wzrosną z uwagi na konieczność zakupu dodatkowych uprawnień na wolnym rynku. W przypadku ograniczonej liczby przyznanych uprawnień do emisji możemy być zmuszeni do zmniejszenia ilości wytwarzanej energii bądź zwiększenia kosztów produkcji. Ponadto, z uwagi na uwarunkowania prawne, może zaistnieć konieczność dokonania dodatkowych inwestycji niezbędnych w celu zmniejszenia emisji dwutlenku węgla.

Świadectwa pochodzenia energii

Przepisy Prawa Energetycznego nakładają na nas obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach oraz wytworzenia energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracji) lub do wniesienia opłat zastępczych. Ilość niezbędnych do uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia wynika z przepisów prawa i jest obliczana jako procent energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym. Udział ten będzie co do zasady rósł w kolejnych latach. Ponadto wzrastać może ilość energii elektrycznej sprzedawanej przez nas odbiorcom końcowym. Posiadane przez nas źródła energii odnawialnej lub wytwarzanej w kogeneracji pozwalają jedynie w niewielkim stopniu na wykonanie przez nas obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia. W konsekwencji jesteśmy zmuszeni zaopatrywać się w świadectwa pochodzenia od osób trzecich lub wnosić opłaty zastępcze, których wysokość corocznie się zwiększa. Z uwagi na brak wystarczającego potencjału źródeł wytwarzających taką energię w Polsce, należy liczyć się ze wzrostem cen świadectw pochodzenia na rynku, co może skutkować znaczącym wzrostem kosztów naszej działalności.

Spółka w latach 2006-2008 wykonała obowiązek w zakresie energii odnawialnej w całości poprzez umorzenie świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych. Poniższa tabela przedstawia zestawienie ilościowe umorzonych przez nas świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych:

Rok	Sposób realizacji obowiązku	Ilość
		MWh
2006	umorzenie świadectw pochodzenia	580.978,512
2007	umorzenie świadectw pochodzenia	829.116,027
2008	umorzenie świadectw pochodzenia	1.164.252,554

Poniższa tabela przedstawia zestawienie ilościowe umorzonych przez nas świadectw pochodzenia energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji oraz poniesionej opłaty zastępczej:

Rok	Sposób realizacji obowiązku	Ilość
		MWh
2007	umorzenie świadectw pochodzenia	832.337,910
2007	poniesiona opłata zastępcza	496.119,825
2008	umorzenie świadectw pochodzenia	2.479.194,483
2008	poniesiona opłata zastępcza	680.879,312

Poniższa tabela przedstawia zestawienie ilościowe umorzonych świadectw pochodzenia energii wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi oraz poniesionej opłaty zastępczej:

Rok	Sposób realizacji obowiązku	Ilość
		MWh
2007	umorzenie świadectw pochodzenia	20.000,000
2007	poniesiona opłata zastępcza	44.410,072
2008	umorzenie świadectw pochodzenia	222.681,183
2008	poniesiona opłata zastępcza	226.381,935

Zmiany regulacyjne

Nasza działalność jest prowadzona w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej. Na naszą sytuację mają i w przyszłości będą mieć wpływ przepisy Prawa Energetycznego, regulacje Unii Europejskiej oraz konwencje międzynarodowe, w szczególności z zakresu ochrony środowiska. Ponadto na naszą działalność miała i nadal będzie mieć wpływ polityka prowadzona przez Prezesa URE oraz inne organy publiczne, w szczególności podejmowane przez takie organy w stosunku do nas decyzje indywidualne, w tym w zakresie zatwierdzania taryf oraz innych obowiązków regulacyjnych. Ponadto największy wpływ na wyniki Spółki miały następujące czynniki i zmiany regulacyjne: (i) pełna liberalizacja rynku energii elektrycznej; (ii) implementacja Dyrektywy 2003/54/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej; (iii) coroczne zwiększanie obowiązkowego udziału w sprzedaży odbiorcom końcowym energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz produkowanej w kogeneracji; (iv) wprowadzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji oraz związane z nim opracowywanie na poszczególne okresy Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla; a także (v) likwidacja KDT.

Planowane obecnie zmiany przepisów prawnych, w tym implementacja Dyrektywy 2009/72/WE, zasadniczo zmierzają do zwiększenia wymogów w zakresie ochrony środowiska naturalnego (w tym w zakresie efektywności energetycznej, uprawnień do emisji, obowiązków w zakresie świadectw pochodzenia; obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w drodze przetargu albo za pośrednictwem giełdy towarowej; zob. Rozdział „*Otoczenie regulacyjne*").

Sezonowość

Sprzedaż energii elektrycznej w ciągu roku podlega wahaniom sezonowym, a w rezultacie wpływa na ilość dostarczanej energii. Sprzedaż i dystrybucja energii wzrasta w miesiącach zimowych i spada w miesiącach letnich. Uzależnione jest to od temperatury otoczenia oraz długości dnia. Zakres tych wahań wyznaczają niskie temperatury oraz krótsze dni zimą oraz wyższe temperatury i dłuższe dni latem. Sezonowość sprzedaży energii i dystrybucji w znacznie większym stopniu dotyczy odbiorców z zespołów grup taryfowych G (zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych), aniżeli odbiorców z sektora przemysłowego.

Wpływ nakładów inwestycyjnych

Działalność w zakresie wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej charakteryzuje się wysokim poziomem nakładów inwestycyjnych, jednak w dużej mierze ponoszone przez nas nakłady inwestycyjne (zwłaszcza na działalność dystrybucyjną) przekładają się wprost na wysokość generowanych przez nas przychodów. Nakłady inwestycyjne Elektrowni Kozienice wyniosły za lata zakończone 31 grudnia 2006 roku, 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2008 roku, jak również za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, odpowiednio, 138,5 mln PLN, 55,6 mln PLN, 156,4 mln PLN oraz 106,6 mln PLN, a nakłady inwestycyjne w zakresie działalności dystrybucyjnej wyniosły odpowiednio 292,1 mln PLN, 321,4 mln PLN, 403,1 mln PLN oraz 265,4 mln PLN. Łączne nakłady inwestycyjne planowane na 2010 rok w majątek dystrybucyjny wynoszą około 575,1 mln PLN, natomiast nakłady inwestycyjne w majątek wytwórczy w Elektrowni Kozienice w tym samym okresie wynoszą 287,7 mln PLN. Poziom nakładów inwestycyjnych miał w przeszłości i będzie miał w przyszłości istotny wpływ na poziom przepływów środków

pieniężnych z naszej działalności operacyjnej w zakresie wytwarzania i dystrybucji oraz poziom amortyzacji środków trwałych wykazywany w Zbadanych i Niezbadanych Sprawozdaniach Finansowych. Szczegółowe informacje na temat nakładów inwestycyjnych poniesionych przez nas w latach zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku oraz nakładów inwestycyjnych planowanych przez nas w przyszłości znajdują się w niniejszym Rozdziale w punkcie „*Nakłady inwestycyjne*" oraz „*Czynniki ryzyka*".

Inwentaryzacja zapasów węgla kamiennego

Inwentaryzacje zapasów węgla kamiennego są prowadzone przez Komisję Inwentaryzacyjną, powołaną przez Zarząd Spółki. Inwentaryzacji dokonuje się kwartalnie, na podstawie pomiarów objętości węgla na placach składowych i jego ciężaru objętościowego. Pomiary objętości i pomiary ciężaru objętościowego są dokonywane przez niezależne firmy specjalistyczne.

Rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych

W 2008 roku Elektrownia Kozienice otrzymała od spółki Zarządca Rozliczeń S.A. zaliczki na poczet kosztów osieroconych w wysokości 93,1 mln zł, z czego w sprawozdaniu finansowym roku 2008 jako przychody z tytułu rekompensaty została rozpoznana kwota 81.0 mln zł. W dniu 5 sierpnia 2009 roku Elektrownia Kozienice otrzymała decyzję Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 roku ustalającą wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (tj. otrzymanych wcześniej zaliczek od spółki Zarządca Rozliczeń S.A.) dla Elektrowni Kozienice za rok 2008. Zgodnie z powyższą decyzją wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (tj. wysokość zaliczek do zwrotu do spółki Zarządca Rozliczeń S.A.) została ustalona na poziomie 89,5 mln zł, co oznacza niższą wysokość przychodów z tytułu rekompensaty za rok 2008 niż rozpoznana przez Elektrownię Kozienice w sprawozdaniu finansowym za rok 2008 (a zatem równocześnie w sprawozdaniu skonsolidowanym Grupy) o kwotę 77,4 mln zł.

W 2008 roku Elektrownia Kozienice otrzymała od spółki Zarządca Rozliczeń S.A. zaliczki na poczet kosztów osieroconych w wysokości 93,1 mln zł, z czego w sprawozdaniu finansowym roku 2008 jako przychody z tytułu rekompensaty została rozpoznana kwota 81.0 mln zł. W dniu 5 sierpnia 2009 roku Elektrownia Kozienice otrzymała decyzję Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 roku ustalającą wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (tj. otrzymanych wcześniej zaliczek od spółki Zarządca Rozliczeń S.A.) dla Elektrowni Kozienice za rok 2008. Zgodnie z powyższą decyzją wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (tj. wysokość zaliczek do zwrotu do spółki Zarządca Rozliczeń S.A.) została ustalona na poziomie 89,5 mln zł, co oznacza niższą wysokość przychodów z tytułu rekompensaty za rok 2008 niż rozpoznana przez Elektrownię Kozienice w sprawozdaniu finansowym za rok 2008 (a zatem równocześnie w sprawozdaniu skonsolidowanym Grupy) o kwotę 77,4 mln zł.

W dniu 19 sierpnia 2009 roku Elektrownia Kozienice złożyła odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W odwołaniu wystąpiono również o wstrzymanie wykonania decyzji do czasu rozstrzygnięcia sprawy. Sąd Okręgowy w Warszawie - Sąd Ochrony Konkurencji I Konsumentów postanowieniem z dnia 23 września 2009 roku postanowił wstrzymać wykonanie zaskarżonej decyzji ponad kwotę 44,8 mln zł, w pozostałej części oddalając wniosek. W związku z tym w dniu 30 września 2009 roku zarząd Elektrowni Kozienice podjął decyzję o dokonaniu zwrotu zaliczki w wysokości niezawieszonej przez sąd części kwoty wynikającej z decyzji Prezesa URE. Dnia 2 października 2009 roku Elektrownia Kozienice złożyła zażalenie na powyższe postanowienie do Sądu Apelacyjnego w Warszawie.

Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego nie jest możliwe jednoznaczne określenie wyników odwołania się od wspomnianej decyzji. Zarząd Elektrowni Kozienice podjął decyzję o ujęciu korekty rozpoznanych w 2009 roku przychodów z tytułu rekompensat w wysokości 27,0 mln zł, jak również o ujęciu korekty rozpoznanych w 2008 roku przychodów z tytułu rekompensat w wysokości 77,4 mln zł. Obie powyższe korekty ujęte są w sprawozdaniu z pełnego dochodu za okres od 1 stycznia do 30 września 2009 roku w pozycji przychody ze sprzedaży (jako kwoty zmniejszające przychody ze sprzedaży).

Zob. „*Ważniejsze polityki księgowe*" — „*Rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych*" poniżej oraz „*Opis działalności*" — „*Istotne postępowania sądowe.*"

Płatności w formie Akcji

Pracownicy Grupy na podstawie Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji są uprawnieni do bezpłatnego nabycia do 15% akcji Spółki. Uprawnionymi pracownikami do bezpłatnego nabycia akcji są osoby, które były pracownikami Grupy na moment komercjalizacji przedsiębiorstwa (tj. w roku 1993 oraz 1996) oraz złożyły w ciągu 6 miesięcy od dnia komercjalizacji pisemne oświadczenie o zamiarze nabycia akcji.

Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji określa łączną pulę akcji do przekazania, jednak nie określa liczby Akcji, które zostaną przyznane poszczególnym pracownikom. Liczba Akcji przyznanych poszczególnym pracownikom zależeć będzie od łącznego stażu pracownika, na który składa się okres pracy w przedsiębiorstwie przed komercjalizacją oraz po komercjalizacji, do dnia sprzedaży akcji przez Skarb Państwa.

MSSF 2 stanowi, że koszty programu powinny być rozpoznane w okresie, w którym odbywa się świadczenie pracy przez uprawnionych pracowników, a koszt świadczenia pracy powinien być ustalany na dzień przyznania, to jest na dzień, w którym wszystkie istotne warunki przydziału akcji dla pracowników zostaną ustalone.

Wartość programu akcji pracowniczych została ustalona przez Spółkę na postawie wyceny Akcji Spółki. Na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego za lata obrotowe kończące się 31 grudnia 2007 roku, 31 grudnia 2006 roku i 31 grudnia 2005 roku zamieszczonego w prospekcie emisyjnym Spółki sporządzonym w związku z ofertą publiczną w listopadzie 2008 roku wartość tego programu oszacowano na 901 mln zł. Grupa rozpoznała ten całkowity koszt programu jako korektę lat poprzednich w kapitałach najwcześniejszego prezentowanego okresu w tym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym to jest na dzień 1 stycznia 2005 roku i nie dokonywała aktualizacji tego kosztu na żaden z dni kończących późniejsze lata obrotowe tj. 31 grudnia 2005 roku, 31 grudnia 2006 roku, 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2008 roku.

Zdaniem Zarządu przepisy MSSF nie zawierają szczegółowych postanowień, co do zasad rozliczania programu charakteryzującego się cechami określonymi w przepisach Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, a w szczególności nie pozwalają na jednoznaczną interpretację sytuacji, kiedy została określona łączna puli akcji programu należnych pracownikom zatrudnionym na moment komercjalizacji, a więc przed datą przyznania, przy braku jednoznacznego określenia liczby akcji przyznanych poszczególnym pracownikom. W takiej sytuacji pracownik świadczący pracę w kolejnych okresach, do dnia przyznania, prawdopodobnie otrzyma większą liczbę akcji, jednak nie nastąpi to w drodze emisji dodatkowej liczby akcji, a wyłącznie w drodze zmniejszenia ilości akcji dla pozostałych pracowników.

Ponadto zdaniem Zarządu podstawowym celem programu było przyznanie pracownikom rekompensaty za pracę świadczoną przed dniem komercjalizacji przedsiębiorstwa (a więc w przeszłości), o czym między innymi świadczy ustalenie dla programu łącznej niepodlegającej zmianie w wyniku dalszej pracy pracowników liczby przyznanych Akcji.

Biorąc pod uwagę powyżej przedstawione argumenty Zarząd zadecydował, iż wartość programu nie będzie podlegać aktualizacji (zmianom). W efekcie wartość przedmiotowego programu na dzień 30 września 2009 roku pozostała na poziomie 921 milionów zł.

Pierwsza oferta publiczna akcji Spółki

W listopadzie 2008 roku Spółka przeprowadziła pierwszą ofertę publiczną, pozyskując w jej wyniku 1.940,2 mln zł netto. Do czasu wykorzystania na cele określone w prospekcie emisyjnym Spółki środki pozyskane z emisji zostały przeznaczone do nabycia aktywów finansowych, co wpłynęło na przepływy środków pieniężnych z działalności finansowe, jak również na koszty finansowe i przychody finansowe Spółki.

Koszty świadczeń pracowniczych

Rezerwy na świadczenia pracownicze są szacowane w oparciu o szereg założeń aktuarialnych. W wyniku zmiany kilku założeń aktuarialnych, Spółka zmniejszyła rezerwy na świadczenia pracownicze, w tym rezerwy z tytułu prawa do ulgowej odpłatności za energię elektryczną o 68,5 mln PLN, rezerwy na nagrody jubileuszowe o 35,1 mln PLN, rezerwy na odprawy emerytalne o 17,1 mln PLN oraz rezerwy na odpis na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych dla emerytów o 5,5 mln PLN. Wpłynęło to na zmniejszenie kosztów świadczeń pracowniczych o 126,2 mln zł w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku w porównaniu do analogicznego okresu 2008 roku, a w konsekwencji także na wysokość zysku netto uzyskanego w tym okresie.

Istotne akwizycje i reorganizacje

Poza omówionymi powyżej trendami rynkowymi oraz czynnikami mającymi wpływ na wyniki naszej działalności, następujące akwizycje i reorganizacje miały istotny wpływ na wyniki naszej działalności w ostatnich trzech latach obrotowych:

Nabycie Elektrowni Kozienice

W dniu 10 października 2007 roku Spółka stała się jednostką dominującą w stosunku do Elektrowni Kozienice w wyniku nabycia od Skarbu Państwa 100% akcji Elektrowni Kozienice w zamian za nowowyemitowane Akcje. Na dzień dokonania transakcji 100% akcji obu jednostek, tj. Spółki oraz Elektrowni Kozienice, było własnością Skarbu Państwa, tym samym podmioty te znajdowały się pod wspólną kontrolą. Z uwagi na ten fakt, podjęliśmy decyzję o rozliczeniu tej transakcji według wartości księgowych. W związku z powyższym nasz skonsolidowany bilans na dzień 31 grudnia 2007 roku obejmuje aktywa i pasywa Elektrowni Kozienice rozliczone według wartości księgowej, a nasz rachunek zysków i strat obejmuje przychody i koszty Elektrowni Kozienice począwszy od dnia 10 października 2007 roku Z powyższych powodów dane finansowe wykazane w naszych Zbadanych Skonsolidowanych Sprawozdaniach Finansowych za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku nie są w pełni porównywalne z danymi zawartymi w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2006 roku (zob. punkt „*Ważniejsze polityki księgowe*” – „*Połączenia/nabycia jednostek gospodarczych znajdujących się pod wspólną kontrolą*” w niniejszym Rozdziale).

Nabycie Elektrowni Kozienice spowodowało także wydzielenie w Zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym segmentu działalności „Wytwarzanie", w ramach którego ujmowane są, poza danymi finansowymi dotyczącymi działalności Elektrowni Kozienice, dane finansowe dotyczące działalności Elektrowni Wodnych.

Na skutek nabycia Elektrowni Kozienice nastąpiła znacząca zmiana brutto naszych aktywów, pasywów i zysków. W związku z powyższym, w celu umożliwienia inwestorom dokonania prawidłowej oceny naszej sytuacji finansowej i perspektyw, zamieściliśmy w niniejszym Dokumencie Ofertowym Zbadane Jednostkowe Sprawozdania Finansowe oraz zamieściliśmy w niniejszym Rozdziale oddzielne omówienie wyników działalności Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku. Na dzień 31 grudnia 2008 roku aktywa Elektrowni Kozienice stanowiły 28,1% łącznych aktywów całej Grupy, natomiast zysk operacyjny osiągnięty przez Elektrownię Kozienice za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku stanowił 22,4% zysku operacyjnego całej Grupy. Na dzień 30 września 2009 roku aktywa Elektrowni Kozienice stanowiły 29,4% łącznych aktywów całej Grupy, natomiast zysk operacyjny osiągnięty przez Elektrownię Kozienice za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku stanowił 33,1% zysku operacyjnego całej Grupy zgodnie z Niezbadanymi Śródrocznymi Skonsolidowanymi Sprawozdaniami Finansowymi.

Wydzielenie ENEA Operator

Stosownie do przepisów Prawa Energetycznego, byliśmy zobowiązani do prawnego wydzielenia ze swoich struktur operatora systemu dystrybucyjnego, wyposażając go w majątek dystrybucyjny. Przekazanie majątku dystrybucyjnego nastąpiło 30 czerwca 2007 roku w drodze wniesienia do ENEA Operator aportu w postaci wyodrębnionego organizacyjnie oddziału samodzielnie sporządzającego bilans. Z uwagi na fakt, że transakcja wydzielenia działalności dystrybucyjnej dotyczyła podmiotów pozostających pod wspólną kontrolą (na dzień dokonania transakcji 100% udziałów w ENEA Operator stanowiło własność ENEA) podjęliśmy decyzję o rozliczeniu tej transakcji według wartości księgowych. W wyniku powyższego wydzielenia wartość podatkowa naszych środków trwałych wzrosła o 2.256,0 mln PLN, w wyniku czego rozwiązaliśmy rezerwę na odroczony podatek dochodowy w wysokości 428,6 mln PLN, co miało istotny wpływ na zysk netto z naszej działalności za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku (zob. punkt „*Ważniejsze polityki księgowe*" – „*Połączenia/nabycia jednostek gospodarczych znajdujących się pod wspólną kontrolą*" w niniejszym Rozdziale oraz Nota 22 do Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy za lata zakończone 31 grudnia 2005, 2006 i 2007 roku).

Istotne zdarzenia, które wystąpiły po dniu 30 września 2009 roku

Negocjacje w sprawie nabycia akcji

W dniu 13 lipca 2009 roku Minister Skarbu Państwa z siedzibą w Warszawie, działając w imieniu Skarbu Państwa zgodnie z Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji, o szczegółowym trybie zbywania akcji Skarbu Państwa, zaprosił wszystkie zainteresowane podmioty do negocjacji w sprawie nabycia 295.987.473 Akcji, należących do Skarbu Państwa, stanowiących 67,05% kapitału zakładowego Spółki.

Termin składania pisemnych odpowiedzi na publiczne zaproszenie do negocjacji w sprawie nabycia akcji Spółki przez potencjalnych inwestorów, którzy otrzymali memorandum informacyjne, upłynął w dniu 14 sierpnia 2009 roku. Jedynym podmiotem, który odpowiedział na to zaproszenie, był RWE AG.

Dnia 14 października 2009 roku Ministerstwo Skarbu Państwa poinformowało, że RWE AG nie złoży wiążącej oferty nabycia Akcji W związku z tym dnia 15 października 2009 roku zakończyło się postępowanie w sprawie zbycia posiadanych przez Skarb Państwa 67,5% akcji Spółki.

Poza zdarzeniami opisanymi powyżej, w okresie od dnia 30 września 2009 roku do daty niniejszego Dokumentu Ofertowego nie nastąpiły żadne znaczące zmiany w sytuacji finansowej lub pozycji handlowej Grupy.

Zatwierdzenie przez Prezesa URE taryf

23 grudnia 2009 roku Prezes URE zatwierdził taryfę ENEI Operatora w zakresie świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej. W następstwie tego, przychód regulowany jest wyznaczany zgodnie z nową metodą wynagradzania kapitału zaangażowanego w działalność związaną z dystrybucją energii elektrycznej. Oczekuje się, że zastosowanie powyższej metody wpłynie na wartość przychodu regulowanego Grupy. Szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w Rozdziale „*Opis działalności" – Zwrot z kapitału w dystrybucji w latach 2005-2010" oraz „ Otoczenie regulacyjne – opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej*".

W dniu 12 stycznia 2010 roku Prezes URE zatwierdził taryfę ENEA na 2010 rok w zakresie sprzedaży energii elektrycznej bezpośrednio odbiorcom zużywającym energię na potrzeby gospodarstw domowych.

Nowelizacja Prawa Energetycznego

W styczniu 2010 roku nowelizacja ustawy Prawo Energetyczne została uchwalona przez Parlament i podpisana przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej. Nowelizacja ta wejdzie w życie po upływie 30 dni od jej ogłoszenia w dzienniku ustaw. Nowelizacja może mieć istotny wpływ na działalność Grupy oraz na jej wyniki finansowe.

Nowelizacja Prawa Energetycznego uwzględnia nowe jednostki wytwarzające energię w kogeneracji, które będą objęte systemem certyfikatów. Celem wprowadzenia tej zmiany jest wspieranie produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnym systemie kogeneracji ze źródeł opalanych z wykorzystaniem metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zamkniętych kopalniach węgla kamiennego, jak też ze źródeł w formie palnego gazu wytwarzanego w procesie przetwarzania biomasy. Szczegółowe informacje znajdują się w Rozdziale „*Otoczenie regulacyjne" – „Nowelizacja ustawy Prawo Energetyczne*".

Ważniejsze polityki księgowe

Sporządzenie skonsolidowanego sprawozdania finansowego wymaga od Zarządu przyjęcia pewnych założeń i dokonania szacunków, które wpływają na wykazane kwoty aktywów, pasywów, przychodów ze sprzedaży oraz kosztów działalności oraz inne pozycje sprawozdania finansowego. Założenia i szacunki oparte są na doświadczeniu i najlepszej wiedzy Zarządu na temat historycznych, bieżących i przyszłych zdarzeń i działań, i są dokonywane na podstawie dostępnych Zarządowi informacji.

Poniżej przedstawiamy polityki księgowe stosowane przez Spółkę, w których szacunki Zarządu mają istotny wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe. Jeżeli faktyczne wyniki będą w znacznym zakresie różnić się od szacunków i prognoz dokonanych przez Zarząd, może to mieć istotny wpływ na treść naszych sprawozdań finansowych w przyszłości. Opis stosowanych przez Spółkę zasad rachunkowości znajduje się w Nocie nr 2, do Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Połączenia/nabycia jednostek gospodarczych znajdujących się pod wspólną kontrolą

Transakcje połączenia jednostek znajdujących się pod wspólną kontrolą są wyłączone spod zakresu uregulowań standardów MSSF UE. W tej sytuacji, zgodnie z zaleceniem zawartym w MSR 8 „Zasady (polityka) rachunkowości, zmiany wartości szacunkowych i korygowanie błędów", wobec braku szczegółowych uregulowań wewnątrz MSSF UE, jednostka powinna sama opracować odpowiednie zasady rachunkowości dla tego typu transakcji. Połączenia/nabycia jednostek gospodarczych znajdujących się pod wspólną kontrolą są rozliczane przez Grupę według wartości księgowych w drodze sumowania poszczególnych pozycji odpowiednich aktywów i pasywów łączących się spółek, według stanu na dzień połączenia/nabycia, po uprzednim doprowadzeniu ich wartości do jednolitych metod wyceny i dokonaniu wyłączeń kapitału własnego spółki przejętej oraz ewentualnych wzajemnych należności i zobowiązań łączących się spółek.

Ewentualne różnice pomiędzy wartością wyemitowanych udziałów (lub wartością zapłaty za przejęte aktywa netto) a wartością księgową aktywów netto przejmowanej spółki są rozliczane w kapitałach własnych Grupy. Grupa konsoliduje przychody i koszty nabywanej jednostki gospodarczej począwszy od dnia uzyskania kontroli nad nabywaną jednostką gospodarczą. Koszty poniesione w związku z połączeniem ujmuje się w rachunku zysków i strat.

Rzeczowe aktywa trwałe

Rzeczowe aktywa trwałe wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości. Grupa wybrała fakultatywne wyłączenie MSSF 1 i przyjęła, na dzień 1 stycznia 2004 roku, tj. na dzień przejścia na MSSF UE, wartość godziwą wybranych pozycji rzeczowych aktywów trwałych za domniemany koszt.

Prawa do emisji dwutlenku węgla

Prawa do emisji dwutlenku węgla przyznane nieodpłatnie w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień jak również prawa zakupione stanowią wartości niematerialne i prawne z tym, że prawa otrzymane nieodpłatnie ujmowane są w wartości zerowej natomiast prawa nabyte w cenie zakupu.

Rezerwa na rzeczywistą emisję dwutlenku węgla rozpoznana jest w wartości zerowej pod warunkiem, że rzeczywista emisja nie przekracza posiadanych przez nas ilości praw do emisji przypadających na dany rok. Jeżeli rzeczywista emisja przekracza posiadaną przez nas ilość praw do emisji tworzymy rezerwę na zakup praw do emisji dwutlenku węgla w wysokości odpowiadającej udziałowi energii wyprodukowanej w stosunku do wielkości planowanej rocznej produkcji energii, według wartości rynkowej praw do emisji dwutlenku węgla na dzień bilansowy.

Przychody z tytułu sprzedaży nadwyżki praw do emisji rozpoznawane są w momencie sprzedaży tych praw.

Koszty finansowania zewnętrznego

Do dnia 1 stycznia 2009 roku koszty finansowania zewnętrznego ujmowane były w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione. Począwszy od 1 stycznia 2009 roku, w związku ze zmianami MSF 23, koszty finansowania zewnętrznego, które są bezpośrednio związane z nabyciem, budową lub wytworzeniem danego składnika majątku są ujmowane w rachunku zysków i strat jako część kosztów takiego składnika majątku. Pozostałe koszty finansowania zewnętrznego są ujmowane w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Zapasy

Zapasy wyceniane są w cenie nabycia lub w koszcie wytworzenia nie wyższym od ceny sprzedaży netto. Koszt zapasów ustala się z zastosowaniem metody FIFO („pierwsze przyszło-pierwsze wyszło") za wyjątkiem paliwa produkcyjnego i mączki kamienia wapiennego, które są wyceniane według metody średnioważonej.

Ujmowanie przychodu

Przychody ze sprzedaży ujmuje się w wartości godziwej zapłaty otrzymanej lub należnej, po pomniejszeniu o podatek od towarów i usług, rabaty i upusty.

Przychody ze sprzedaży energii i usług dystrybucji

Przychody ze sprzedaży energii i usług dystrybucyjnych ujmuje się w momencie dostawy energii lub usług dystrybucji do odbiorcy. Dla celów ustalenia wielkości przychodów za okres pomiędzy datą ostatniego fakturowania a datą bilansową dokonywany jest szacunek przychodów, który wykazywany jest w bilansie w pozycji należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe. Oszacowanie wielkości sprzedaży energii nierozliczonej odbywa się na podstawie danych zawartych w ostatniej wystawionej przed końcem roku obrotowego fakturze rozliczeniowej, dotyczącej okresu bezpośrednio poprzedzającego okres objęty szacunkiem. Szacunek wykonuje się indywidualnie dla każdego odbiorcy. Zużycie energii elektrycznej szacuje się jako iloczyn średniodobowego zużycia i ilości dni pozostających do końca roku obrotowego, licząc od dnia ostatniego odczytu rozliczeniowego.

Rezerwy

Rezerwy tworzone są na pewne lub o dużym stopniu prawdopodobieństwa przyszłe zobowiązania, których kwotę można w sposób wiarygodny oszacować, a w szczególności na straty z transakcji gospodarczych w toku, w tym z tytułu udzielonych gwarancji, poręczeń, operacji kredytowych, skutków toczącego się postępowania sądowego.

Rezerwy na przyszłe odszkodowania za bezumowne korzystanie z nieruchomości

Grupa, oprócz rezerw na postępowania sądowe dotyczące bezumownego korzystania z nieruchomości, tworzy rezerwy na roszczenia o charakterze przedsądowym zgłoszone przez właścicieli nieruchomości, na których znajdują się sieci dystrybucyjne i urządzenia z nimi związane. Szacowanie wartości odszkodowań obejmuje potencjalną wypłatę odszkodowań za tzw. bezumowne korzystanie z gruntu lub czynszu dzierżawnego i dokonywane jest przez służby techniczne Grupy w oparciu o indywidualne analizy zgłoszonych roszczeń.

Rezerwa na rekultywację składowiska

Elektrownia Kozienice po zapełnieniu lub zamknięciu składowiska żużla i popiołu ma obowiązek dokonania rekultywacji terenu. Ze względu na fakt, iż Elektrownia Kozienice posiada duże, niezapełnione obszary składowiska przewidywany termin rekultywacji będzie miał miejsce w 2060 roku. Przyszłe oszacowane koszty rekultywacji składowiska zostały zdyskontowane do wartości bieżącej na dzień 31 grudnia 2008 roku przy użyciu stopy dyskontowej 5,7%, na 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2006 roku przy użyciu stopy dyskontowej w wysokości 5,5% oraz na dzień 30 września 2009 roku przy użyciu stopy dyskontowej w wysokości 6,34%. Wartość rezerwy na dzień 30 września 2009 roku wyniosła 6,9 mln PLN (na dzień 31 grudnia 2008 roku – 8,7 mln PLN). Rezerwa na rekultywację składowiska aktualizowana jest kwartalnie, chyba, że zaszły istotne zmiany w założeniach przyjętych do jej oszacowania.

Rezerwa na koszt wydania lub składowania mieszanki popiołowo-żużlowej

W procesie spalania węgla Elektrownia Kozienice uzyskuje dwa rodzaje odpadów: popiół oraz mieszankę popiołowo-żużlową. W związku z faktem, że Elektrownia Kozienice ponosi koszt wydania mieszanki, tworzymy odpowiednią rezerwę na ten cel. Przyszłe oszacowane koszty wydania lub składowania mieszanki popiołowo-żużlowej zostały zdyskontowane do wartości bieżącej na dzień 31 grudnia 2008 roku przy użyciu stopy dyskontowej 5,7%., na 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2006 roku przy użyciu stopy dyskontowej w wysokości 5,5% oraz na dzień 30 września 2009

roku przy użyciu stopy dyskontowej w wysokości 6,34%. Wartość rezerwy na dzień 30 września 2009 roku wyniosła 5,5 mln PLN (na dzień 31 grudnia 2008 roku – 2,7 mln PLN). Rezerwa na koszt wydania lub składowania mieszanki popiołowo-żużlowej aktualizowana jest kwartalnie, chyba, że zaszły istotne zmiany w założeniach przyjętych do jej oszacowania.

Rezerwa na zakup praw do emisji dwutlenku węgla

Zgodnie z aktualnym planem produkcji Elektrownia Kozienice przekroczy przypadający na rok 2009 limit emisji dwutlenku węgla. Istnieje jednak niepewność, co do rzeczywistej ilości energii związanej z emisją dwutlenku węgla, która zostanie wyprodukowana w roku 2010. W szczególności wpływ na produkcję energii będą miały ceny rynkowe energii oraz ceny praw do emisji dwutlenku węgla, stąd wartość rezerwy dotycząca zakupu praw do emisji dwutlenku węgla może podlegać zmianom w kolejnych okresach śródrocznych.

Świadectwa pochodzenia

Jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym (zużywającym energię na potrzeby własne) mamy obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE określone ilości świadectw pochodzenia energii: (i) wytworzonej w odnawialnych źródłach energii; oraz (ii) wytworzonej w kogeneracji (w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła) lub uiścić odpowiednie opłaty zastępcze. Świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią przedmiot obrotu giełdowego. Ilości świadectw, które mamy obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia stanowią określone w rozporządzeniach do Prawa Energetycznego procenty ogólnej sprzedaży energii odbiorcom końcowym. Termin wykonania obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia lub poniesienia opłat zastępczych za dany rok upływa z dniem 31 marca roku następnego.

Na dzień bilansowy świadectwa pochodzenia wycenia się według wartości godziwej rozumianej jako cena rynkowa obowiązująca na aktywnym rynku spełniającym kryteria jednorodności, płynności oraz publicznej dostępności informacji. W sytuacji braku takiego rynku świadectwa pochodzenia wycenia się według ceny nabycia.

W przypadku braku na dzień bilansowy wystarczającej ilości umorzonych świadectw pochodzenia tworzymy rezerwę na umorzenie świadectw pochodzenia lub uiszczenie opłaty zastępczej w celu zaspokojenia obowiązków nałożonych przez Prawo Energetyczne. Podstawą do określenia rezerwy jest ilość świadectw stanowiąca różnicę między ilością świadectw umorzonych w danym roku obrotowym a ilością wymaganą do umorzenia zgodnie z wymogami Prawa Energetycznego.

Wartość rezerwy określana jest w oparciu o:

- w pierwszej kolejności cenę nabycia dla ilości posiadanych, ale nieumorzonych na dzień bilansowy świadectw pochodzenia,
- w drugiej kolejności jednostkową opłatę zastępczą dla danego roku obrotowego.

Rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych

Ze względu na fakt uznania przez Komisję Europejską, że kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej (KDT) 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 roku („**Ustawa o rozwiązaniu KDT**") Elektrownia Kozienice od 1 kwietnia 2008 roku uprawniona jest do otrzymania rekompensaty z tytułu ponoszenia kosztów osieroconych wynikających z przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych.

Zgodnie z Załącznikiem nr 4 do Ustawy o rozwiązaniu KDT, Elektrownia Kozienice otrzymała za rok 2008 roku zaliczki na poczet kosztów osieroconych w łącznej wysokości 93,1 mln PLN. Na koniec roku 2008 rozpoznano statystycznie przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych za ten rok w wysokości 81,0 mln PLN, co wynikało z pomniejszenia zaliczek za rok 2008 roku o oszacowaną wartość korekty rocznej w wysokości 12,1 mln PLN.

Wysokość rekompensaty za rok 2008 podlega korektom ustalanym przez Prezesa URE, o których mowa w rozdziale 5 Ustawy o rozwiązaniu KDT, które zgodnie z tą ustawą dokonane są w drodze decyzji administracyjnej. W dniu 5 sierpnia 2009r. Elektrownia Kozienice otrzymała Decyzję Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 roku ustalającą wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych dla Elektrowni Kozienice za rok 2008. Wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych w danym roku zależy od wielu czynników, w tym od wyniku działalności, jaki Elektrownia Kozienice osiągnie, wolumenu sprzedaży energii, od średnich cen rynkowych energii elektrycznej oraz interpretacji poszczególnych zapisów Ustawy o rozwiązaniu KDT.

Płatności w formie akcji

Usługi (świadczenie pracy) otrzymane w zamian za płatności w formie akcji rozliczanych w instrumentach kapitałowych oraz odpowiadający im wzrost w kapitale własnym ujmuje się w momencie, gdy otrzymujemy te usługi. Z uwagi na fakt, że wartości godziwej świadczeń pracowników nie da się bezpośrednio ocenić, ich wartość ustala się w oparciu o wartość godziwą przyznanych instrumentów kapitałowych. Na każdy dzień bilansowy ustala się wartość godziwą przyznanych instrumentów kapitałowych, a ewentualne przyszłe zmiany wartości ujmuje w rachunku zysków i strat. Na „dzień przyznania" (*grant date*) to jest na dzień, w którym wszystkie istotne warunki przydziału akcji dla pracowników zostaną ustalone dokonuje się weryfikacji wcześniejszych szacunków oraz ustala ostateczny koszt programu według wartości godziwej akcji ustalonej na dzień przyznania. Zasady te stosuje się w szczególności do Akcji, do których otrzymania będą uprawnieni pracownicy na mocy Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji oraz Ustawy o Zasadach Nabywania Akcji w Procesie Konsolidacji Sektora Energetycznego. Wartość programu akcji pracowniczych ujęta w Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym została ustalona na podstawie wyceny aktualnej na dzień sporządzenia tego sprawozdania i wynosi (z wyłączeniem uprawnionych pracowników Elektrowni Kozienice) 920,5 mln PLN, tj. 27,5 PLN za jedna Akcję.

Nowe standardy rachunkowości i interpretacje

Termin MSSF UE obejmuje wszystkie Międzynarodowe Standardy Rachunkowości, Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej oraz wydane do nich Interpretacje zatwierdzone przez UE, z wyjątkiem tych, o których mowa w Nocie 4 do Niezbadanego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego, które w chwili obecnej oczekują na zatwierdzenie przez UE oraz te, które zostały zatwierdzone przez UE, lecz nie weszły jeszcze w życie.

Za wyjątkiem tych interpretacji, które były już wcześniej przez Grupę stosowane, dla okresów rocznych rozpoczynających się po 1 stycznia 2008 roku zdecydowaliśmy się nie przyjmować takich nowych lub zaktualizowanych standardów i interpretacji zatwierdzonych przez Unię Europejską, które nie weszły jeszcze w życie, a których wcześniejsze stosowanie jest dozwolone. Dodatkowo, na dzień niniejszego Międzynarodowego Dokumentu Ofertowego, nie zakończyliśmy jeszcze analizy wpływu nowych lub zaktualizowanych standardów wchodzących w życie w okresach rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2008 roku lub później na nasze sprawozdania finansowe w okresach, w których przyjęcie tych standardów jest po raz pierwszy wymagane. Informacje na ten temat zostały zamieszczone w Nocie 4 do Niezbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Wyniki działalności

W celu spełnienia wymogów odpowiednich przepisów prawa i przedstawienia inwestorom jak najpełniejszego obrazu sytuacji finansowej i wyników działalności Grupy zarówno przed jak i po nabyciu Elektrowni Kozienice, poniżej przedstawiliśmy oddzielnie:

- omówienie danych ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat Grupy za trzy lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku, jak również za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku; oraz
- omówienie danych z jednostkowego rachunku zysków i strat Elektrowni Kozienice za trzy lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku.

Poniższe informacje powinny być analizowane łącznie ze Zbadanymi Sprawozdaniami Finansowymi, Niezbadanymi Sprawozdaniami Finansowymi, z notami objaśniającymi do tych sprawozdań oraz z informacjami zawartymi w Rozdziale „*Kapitalizacja i zadłużenie*".

Wyniki działalności Grupy

Poniższa tabela przedstawia wybrane pozycje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat Grupy za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku, które pochodzą z Niezbadanego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego zamieszczonego w niniejszym Dokumencie Ofertowym.

Tabela przedstawia także wyniki działalności Grupy jako procent przychodów lub procent kosztów, zależnie od okoliczności, dla wskazanych okresów.

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września			
	2008		**2009**	
	(niezbadane)		**(niezbadane)**	
	(w tys. PLN)	*(% przychodu / % kosztów)*	*(w tys. PLN)*	*(% przychodu / % kosztów)*
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	4.695.041	102,6	5.432.899	102,5

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września			
	2008		2009	
	(niezbadane)		(niezbadane)	
	(w tys. PLN)	*(% przychodu / % kosztów)*	*(w tys. PLN)*	*(% przychodu / % kosztów)*
Podatek akcyzowy	168.753	3,7	193.461	3,7
Przychody ze sprzedaży netto	**4.526.288**	98,9	**5.239.438**	98,8
Pozostałe przychody operacyjne	49.023	1,1	62.088	1,2
Amortyzacja	(479.165)	10,8	(482.233)	9,9
Koszty świadczeń pracowniczych	(704.947)	16,0	(584.554)	12,0
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(982.365)	22,2	(1.139.392)	23,5
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(1.286.725)	29,1	(1.712.290)	35,2
Usługi przesyłowe	(558.933)	12,6	(511.516)	10,5
Inne usługi obce	(201.030)	4,6	(238.691)	4,9
Podatki i opłaty	(118.963)	2,7	(127.885)	2,6
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(4.075)	0,1	1.896	0,0
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-		(7.517)	0,2
Pozostałe koszty operacyjne	(84.149)	1,9	(59.973)	1,2
Koszty działalności operacyjnej	**4.420.352**	**100,0**	**4.862.155**	**100,0**
Zysk operacyjny	**154.959**	**3,4**	**439.371**	**8,3**
Przychody finansowe	60.360		131.696	
Koszty finansowe	(26.778)		(24.930)	
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	521		10.564	
Zysk przed opodatkowaniem	**189.062**	**4,1**	**556.701**	**10,5**
Podatek dochodowy	(53.061)		(110.419)	
Zysk netto okresu sprawozdawczego z tego	**136.001**	**3,0**	**446.282**	**8,4**
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	136.050		446.372	
przypadający na udziały mniejszości	(49)		(90)	
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	136.050		446.372	
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	347.253.939		441.442.578	
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,39**		**1,01**	
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,39**		**1,01**	

Poniższa tabela przedstawia wybrane pozycje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat Grupy za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku, które pochodzą ze Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego. Tabela przedstawia również nasze wyniki działalności jako procent przychodów lub procent kosztów, zależnie od okoliczności, dla wskazanych okresów. Wyniki działalności za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku obejmują przychody i koszty Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 roku – czyli daty, w której miała miejsce transakcja nabycia 100% akcji w kapitale zakładowym Elektrowni Kozienice.

	Za rok zakończony 31 grudnia					
	2006		2007		2008	
	(zbadane)		(zbadane)		(zbadane)	
	(w tys. PLN)	*(% przychodu / % kosztów)*	*(w tys. PLN)*	*(% przychodu / % kosztów)*	*(w tys. PLN)*	*(% przychodu / % kosztów)*
Przychody ze sprzedaży	5.383.742	99,0	5.508.919	99,9	6.376.006	102,2
Podatek akcyzowy	-	-	(63.115)	(1,2)	(218.244)	(3,5)
Przychody ze sprzedaży netto	**5.383.742**	**99,0**	**5.445.804**	**98,7**	**6.157.762**	**98,7**
Pozostałe przychody operacyjne	52.304	1,0	69.020	1,3	80.914	1,3
Amortyzacja	(403.464)	7,8	(470.557)	8,7	(631.364)	10,6
Koszty świadczeń pracowniczych	(491.541)	9,4	(619.974)	11,4	(940.080)	15,7
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(170.194)	3,3	(467.631)	8,6	(1.223.245)	20,4
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(2.826.508)	54,3	(2.644.120)	48,7	(1.893.710)	31,6
Usługi przesyłowe	(958.135)	18,4	(806.395)	14,8	(670.930)	11,2
Inne usługi obce	(142.805)	2,7	(187.831)	3,5	(348.436)	5,8
Podatki i opłaty	(124.671)	2,4	(154.539)	2,8	(159.507)	2,7
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(13.421)	0,3	(7.149)	0,1	(9.340)	0,2
Pozostałe koszty operacyjne	(74.463)	1,4	(73.280)	1,4	(110.705)	1,8
Koszty działalności operacyjnej	**(5.205.202)**	**100,0**	**(5.431.476)**	**100,0**	**(5.987.317)**	**100,0**
Zysk operacyjny	**230.844**	**4,2**	**83.348**	**1,5**	**251.359**	**4,0**
Przychody finansowe	34.639		44.982		92.871	
Koszty finansowe	(15.811)		(19.394)		(51.178)	
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	(129)		147		414	
Zysk przed opodatkowaniem	**249.543**	**4,6**	**109.083**	**2,0**	**293.466**	**4,7**
Podatek dochodowy	(45.096)		412.593		(78.099)	

	Za rok zakończony 31 grudnia					
	2006		2007		2008	
	(zbadane)		(zbadane)		(zbadane)	
	(w tys. PLN)	*(% przychodu / % kosztów)*	*(w tys. PLN)*	*(% przychodu / % kosztów)*	*(w tys. PLN)*	*(% przychodu / % kosztów)*
Zysk netto okresu sprawozdawczego z tego	**204.447**	**3,8**	**521.676**	**9,5**	**215.367**	**3,5**
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	203.636		521.514		215.361	
przypadający na udziały mniejszości	811		162		6	
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	203.636		521.514		215.361	
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	221.594.900	-	250.042.308	-	359.016.443	
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,92**	**-**	**2,09**	**-**	**0,60**	
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,92**	-	**2,09**	-	**0,60**	

Wyjaśnienie podstawowych pozycji skonsolidowanego rachunku zysków i strat Grupy

Dla celów poniższego omówienia wyników działalności naszej Grupy, kluczowe pozycje rachunku zysków i strat obejmują:

Przychody

Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży obejmują:

- przychody ze sprzedaży energii w ramach koncesji na obrót;
- przychody ze sprzedaży energii w ramach koncesji na wytwarzanie;
- przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w ramach koncesji na dystrybucję;
- przychody ze sprzedaży towarów i materiałów;
- przychody ze sprzedaży pozostałych usług; oraz
- przychody ze sprzedaży energii cieplnej.

Podatek akcyzowy

Zgodnie z zasadami naliczania podatku akcyzowego, podatek ten jest w całości związany ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach koncesji na obrót (zob. Rozdział „*Otoczenie regulacyjne*" - "*Opodatkowanie produktów energetycznych*").

Pozostałe przychody operacyjne

Pozostałe przychody operacyjne obejmują zwrot kosztów przez ubezpieczyciela, odpis wartości nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych, rozwiązanie niewykorzystanych odpisów aktualizujących, rozwiązanie rezerwy z tytułu wszczętych postępowań sądowych o odszkodowania, otrzymane odszkodowania i kary grzywny, nieodpłatnie otrzymane środki trwałe, odzysk materiałów, zwrot kosztów postępowania sądowego, zapłata wcześniej umorzonych należności, działalność mieszkaniową, dywidendy i udział w zyskach, zmiany wartości godziwej aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat oraz pozostałe przychody operacyjne.

Koszty

Amortyzacja

Amortyzacja środków trwałych, wartości niematerialnych i nieruchomości inwestycyjnych obejmuje przede wszystkim amortyzację środków trwałych związanych z działalnością dystrybucyjną oraz amortyzację środków trwałych związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice.

Koszty świadczeń pracowniczych

Koszty świadczeń pracowniczych obejmują koszty bieżących wynagrodzeń (w tym wynagrodzeń miesięcznych, premii rocznej, prawo do ulgowej odpłatności za nabycie energii elektrycznej), nagród jubileuszowych, odpraw emerytalnych,

koszty ubezpieczeń społecznych i inne świadczenia społeczne (w tym koszty prowadzenia Pracowniczego Programu Emerytalnego), jak również koszty pozostałych świadczeń po okresie zatrudnienia (w tym prawo do ulgowej odpłatności za nabycie energii po przejściu na emeryturę oraz odpisy na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych dla emerytów) (zob. szerzej „*Ważniejsze polityki księgowe*" – „*Świadczenia pracownicze*" w niniejszym Rozdziale oraz w Rozdziale „*Opis działalności*" - „*Pracownicy*").

Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów

Koszty zużycia materiałów i surowców obejmują głównie koszty zakupu paliwa w Elektrowni Kozienice na potrzeby wytworzenia energii oraz koszty zakupu materiałów eksploatacyjnych w działalności dystrybucyjnej.

Wartość sprzedanych towarów obejmuje głównie:

- towary i materiały zakupione przez spółkę zależną BHU zajmującą się handlem hurtowym i detalicznym materiałami elektroenergetycznymi;
- premie od dostawców uzyskiwane przez spółkę AUTO-STYL w związku ze sprzedażą samochodów będące zwrotem naliczonego upustu, który Spółka uzyskuje od importerów przy zakupie samochodów.

Zakup energii na potrzeby sprzedaży

Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży obejmują:

- koszty zakupionej energii w celu sprzedaży w ramach koncesji na obrót;
- koszty zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej;
- koszty zakupu energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice dla celów sprzedaży w ramach koncesji na obrót oraz wytwarzanie; oraz
- koszty zakupu energii elektrycznej przez EnergoPartner dla celów sprzedaży w ramach koncesji na obrót.

Usługi przesyłowe

Koszty usług przesyłowych obejmują koszty przesyłania energii elektrycznej ponoszone na mocy umów zawartych z PSE Operator i innymi operatorami systemu dystrybucyjnego.

Inne usługi obce

Inne usługi obce obejmują składki ubezpieczeniowe, usługi budowlano-montażowe i inne usługi świadczone na naszą rzecz przez podmioty trzecie.

Podatki i opłaty

Podatki i opłaty (wraz z podatkiem od towarów i usług niepodlegającym odliczeniu) obejmują głównie podatki od nieruchomości dotyczące majątku sieciowego oraz wytwórczego, opłaty z tytułu korzystania ze środowiska naturalnego oraz opłaty koncesyjne.

Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne obejmują koszty tworzenia rezerw z tytułu wszczętych postępowań sądowych o odszkodowania, koszty tworzenia rezerw na potencjalne roszczenia, odpisy należności nieściągalnych, odpisy aktualizujące należności, koszty sądowe, stratę na sprzedaży środków trwałych, odpisy aktualizujące wartość udziałów i akcji, koszty związków zawodowych, składki na rzecz związków pracodawców i innych instytucji, przekazane darowizny, koszty Rady Nadzorczej oraz pozostałe koszty operacyjne. (zob. „*Ważniejsze polityki księgowe*").

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy obejmuje część bieżącą i część odroczoną. Cześć bieżąca obejmuje zobowiązania podatkowe z tytułu dochodu osiągniętego za dany rok obrotowy oraz korekty podatku dochodowego dotyczące lat ubiegłych. Podatek odroczony jest wyliczany w oparciu o różnice przejściowe pomiędzy wartością aktywów i zobowiązań szacowaną dla celów podatkowych a ich wartością księgową. W analizowanym okresie stawka podatku dochodowego pozostawała na niezmienionym poziomie wynosząc 19%.

Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku w porównaniu do okresu dziewięciu miesięcy zakończonego 30 września 2008 roku

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku, które pochodzą z Niezbadanego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego zamieszczonego w niniejszym Dokumencie Ofertowym przez odesłanie.

Tabela przedstawia także zmiany procentowe w poszczególnych pozycjach, które zaszły pomiędzy tymi okresami.

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(niezbadane)	(niezbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	4.695.041	5.432.899	15,7
Podatek akcyzowy	(168.753)	(193.461)	14,6
Przychody ze sprzedaży netto	**4.526.288**	**5.239.438**	**15,8**
Pozostałe przychody operacyjne	49.023	62.088	26,7
Amortyzacja	(479.165)	(482.233)	0,6
Koszty świadczeń pracowniczych	(704.947)	(584.554)	(17,1)
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(982.365)	(1.139.392)	16,0
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(1.286.725)	(1.712.290)	33,1
Usługi przesyłowe	(558.933)	(511,516)	(8,5)
Inne usługi obce	(201.030)	(238.691)	18,7
Podatki i opłaty	(118.963)	(127.885)	7,5
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(4.075)	1.896	-
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-	(7.517)	-
Pozostałe koszty operacyjne	(84.149)	(59.973)	(28,7)
Koszty działalności operacyjnej	**(4.420.352)**	**(4.862.155)**	**10,0**
Zysk operacyjny	**154.959**	**439.371**	**183,5**
Przychody finansowe	60.360	131.696	118,2
Koszty finansowe	(26.778)	(24.930)	(6,9)
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	521	10.564	1.927,6
Zysk przed opodatkowaniem	**189.062**	**556.701**	**194,5**
Podatek dochodowy	(53.061)	(110.419)	108,1
Zysk netto okresu sprawozdawczego, z tego	**136.001**	**446.282**	**228,1**
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	136.050	446.372	228,1
przypadający na udziały mniejszości	(49)	(90)	83,7
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	136.050	446.372	228,1
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	347.253.939	441.442.578	27,1
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,39**	**1,01**	**159,0**
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,39**	**1,01**	**159,0**

Przychody w podziale na segmenty branżowe

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(niezbadane)	(niezbadane)	
Przychody w podziale na segmenty branżowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Obrót	2.619.505	3.609.228	37,8
Dystrybucja	1.711.251	1.651.022	(3,5)
Wytwarzanie	1.329.184	1.726.390	29,9
Pozostała działalność	487.753	523.955	7,4
Wyłączenia	(1.621.405)	(2.271.157)	40,1
Razem	**4.526.288**	**5.239.438**	**15,8**

Przychody w ramach segmentu obrotu

Przychody w ramach segmentu obrotu wyniosły za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku 3.609,2 mln PLN, w porównaniu do 2.619,5 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku, co stanowiło zmianę o 37,8% (989,7 mln PLN). Wzrost przychodów w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku był głównie spowodowany wzrostem średniej ceny sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 43,3%, co przełożyło się na wzrost przychodów z tego tytułu o 861,3 mln PLN. Jednocześnie w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku oraz zwiększyła się sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym o 224,2 mln PLN.

Przychody w ramach segmentu obrotu ze sprzedaży między segmentami wyniosły za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku, odpowiednio, 240,4 mln PLN (6,7%) oraz 174,7 mln PLN (6,7%) łącznych przychodów tego segmentu.

Przychody w ramach segmentu dystrybucji

Przychody w ramach segmentu dystrybucji spadły o 60,3 mln PLN (3,5%) do 1.651,0 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 1.711,3 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Spadek przychodów w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku był głównie spowodowany zmniejszoną o 11,7 mln PLN sprzedażą usługi dystrybucyjnej odbiorcom końcowym oraz zmianą prezentacji kosztów zarządu dotyczących dystrybucji w Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym.

Przychody w ramach segmentu dystrybucji za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku zostały w zasadzie w całości osiągnięte ze sprzedaży poza Grupę.

Przychody w ramach segmentu wytwarzania

Przychody w ramach segmentu wytwarzania wzrosły o 397,2 mln PLN (29,9%) do 1.726,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 z 1.329,2 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008. Wzrost ten wynikał przede wszystkim ze zwiększenia przez ENEA średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 34,3%.

Przychody w ramach segmentu wytwarzania między segmentami wyniosły za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku, odpowiednio 1.742,6 mln PLN oraz 1.150,9 mln PLN.

Przychody w ramach segmentu pozostałej działalności

Przychody w ramach segmentu pozostałej działalności wyniosły 524,0 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku i były większe o 36,2 mln PLN (7,4%) od przychodów w ramach segmentu pozostałej działalności w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2008 roku (487,8 mln PLN). Wzrost przychodów w ramach segmentu pozostałej działalności w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku był głównie spowodowany wzrostem przychodów ze sprzedaży energii cieplnej o 24,6 mln PLN, w związku z zakupem dwóch spółek z sektora ciepłowniczego (Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o. w Obornikach oraz Miejska Energetyka Cieplna sp. z o.o. w Pile) oraz wzrostem przychodów spółki ENEOS sp. z o.o. zajmującej się konserwacją oświetlenia ulicznego.

Przychody w ramach segmentu pozostałej działalności ze sprzedaży między segmentami wyniosły za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku odpowiednio 288,2 mln PLN (55,0%) oraz 295,8 mln PLN (60,6%) łącznych przychodów tego segmentu.

Przychody ze sprzedaży netto

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(niezbadane)	(niezbadane)	
Przychody ze sprzedaży netto	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z akcyzą	2.735.860	3.588.294	31,2
Podatek akcyzowy	(168.753)	(193.461)	14,6
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2.567.107	3.394.833	32,2
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1.703.329	1.696.849	(0,4)
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	106.486	103.568	(2,7)
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	102.201	90.359	(11,6)
Dotacje na pokrycie kosztów osieroconych	40.566	(77.381)	-
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	6.599	31.210	373,0
Przychody ze sprzedaży netto	**4.526.288**	**5.239.438**	**15,8**

Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży netto wzrosły o 713,1 mln PLN (15,8%) do 5.239,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 4.526,3 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost przychodów w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku był głównie spowodowany zwiększeniem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 827,7 mln PLN oraz wzrostem

przychodów ze sprzedaży energii cieplnej o 24,6 mln PLN przy jednoczesnym spadku dotacji na pokrycie kosztów osieroconych o 117,9 mln PLN.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z akcyzą wzrosły o 852,4 mln PLN (31,2%) do 3.588,3 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 2.735,9 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost przychodów w okresie dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku był głównie spowodowany wzrostem średniej ceny sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 43,3%, co przełożyło się na wzrost przychodów z tego tytułu o 861,3 mln PLN. Zwiększyła się również sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym o 224,2 mln PLN. Jednocześnie spadły przychody ze sprzedaży energii elektrycznej uzyskiwane przez Elektrownię Kozienice w ramach koncesji na wytwarzanie i obrót o 209,0 mln PLN.

Poniższa tabela przedstawia strukturę sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ramach koncesji na obrót w ENEA S.A. w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2008 roku oraz w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku, w podziale na zespoły grup taryfowych oraz ilość sprzedawanej energii w ramach poszczególnych zespołów grup taryfowych i średnie ceny 1 MWh energii uzyskiwane w ramach każdego z zespołów grup taryfowych.

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września							
	2008				**2009**			
	Przychody ze sprzedaży	**Udział w sprzedaży**	**Sprzedaż energii**	**Średnia cena sprzedaży**	**Przychody ze sprzedaży**	**Udział w sprzedaży**	**Sprzedaż energii**	**Średnia cena sprzedaży**
Sprzedaż energii odbiorcom końcowym:	*(w tys. PLN)*	*(%)*	*(GWh)*	*(PLN/MWh)*	*(w tys. PLN)*	*(%)*	*(GWh)*	*(PLN/MWh)*
Grupa A	298.339,4	12,5	1.738,8	171,57	345.346,6	10,6	1.454,4	237,45
Grupa B	981.901,3	41,2	5.385,8	182,31	1.336.668,6	41,2	4.984,1	268,19
Grupa C	520.590,0	21,8	2.754,2	189,02	818.475,6	25,2	2.726,1	300,23
Grupa G	584.369,4	24,5	3.216,5	181,68	745,963,7	23,0	3.276,5	227,67
Razem:	**2.385.200,1**	**100,0**	**13.095,3**	**182,14**	**3.246.454,5**	**100,0**	**12.441,1**	**260,95**

W tabeli powyżej nie uwzględniono danych dotyczących sprzedaży przez nas energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ramach innych koncesji na obrót w Grupie.

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat ilości energii elektrycznej dostarczonej w ramach usługi dystrybucyjnej oraz średnie ceny za 1 MWh dostarczonej energii za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku.

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	**2009**	**Zmiana (%)**
Sprzedaż usług dystrybucyjnych (TWh)	12,4	12,0	(3,2)
Średnia cena 1 MWh (PLN)	136,2	138,7	1,8

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych spadły o 6,5 mln PLN (0,4%) do 1.696,8 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 1.703,3 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych energii elektrycznej był głównie spowodowany spadkiem wolumenu dostarczonej energii elektrycznej o 3,2%.

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów spadły o 2,9 mln PLN (2,7%) do 103,6 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 106,5 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku.

Przychody ze sprzedaży pozostałych usług

Przychody ze sprzedaży pozostałych usług spadły o 11,8 mln PLN (11,6%) do 90,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 102,2 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych usług spowodowany był głównie zmniejszeniem przychodów z tytułu usług świadczonych przez spółkę zależną Energobud Leszno, zajmującą się budową, rozbudową modernizacją i remontami sieci oraz urządzeń energetycznych.

Dotacje na pokrycie kosztów osieroconych

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku dotacje na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły (77,4) mln PLN w porównaniu do 40,6 mln PLN w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2008 roku. W 2009 roku przeprowadzona została korekta dotycząca rozpoznanych w 2008 i 2009 roku przychodów z tytułu rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych w kwocie 104,4 mln zł w następstwie decyzji Prezesa URE, na podstawie której ustalona została wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 rok, jaką Elektrownia Kozienice jest zobowiązana zwrócić Zarządcy Rozliczeń S.A. Elektrownia Kozienice złożyła odwołanie od decyzji Prezesa URE. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego sprawa nie została rozstrzygnięta i nie można przewidzieć treści orzeczenia sądu.

Przychody ze sprzedaży energii cieplnej

Przychody ze sprzedaży energii cieplnej wzrosły o 24,6 mln PLN (373,0%) do 31,2 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 6,6 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost przychodów ze sprzedaży energii cieplnej spowodowany jest zakupem dwóch spółek z sektora ciepłowniczego (Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o. w Obornikach oraz Miejska Energetyka Cieplna Piła sp. z o.o. w Pile).

Podatek akcyzowy

Podatek akcyzowy wzrósł o 24,7 mln PLN (14,6%) do 193,5 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2009 roku, w porównaniu do 168,8 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2008 roku Z dniem 1 marca 2009 roku weszła w życie nowelizacja Ustawy o podatku akcyzowym. Nowe regulacje w zakresie podatku akcyzowego wynikają z konieczności dostosowania polskich przepisów do uregulowań UE. Zgodnie z tą nowelizacją obowiązek podatkowy w zakresie podatku akcyzowego powstaje w momencie dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom finalnym (wcześniej w momencie wytwarzania energii). W związku z tym, począwszy od 1 marca 2009 roku ENEA S.A. jest podmiotem zobowiązanym do zapłaty akcyzy.

Pozostałe przychody operacyjne

Pozostałe przychody operacyjne wzrosły o 13,1 mln PLN (26,7%) do 62,1 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 49,0 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost tych przychodów spowodowany był głównie rozwiązaniem niewykorzystanych odpisów aktualizujących (należności) o 9,7 mln PLN.

Koszty w podziale na segmenty branżowe

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(niezbadane)	(niezbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty w podziale na segmenty branżowe			
Obrót	(2.548.702)	(3.457.667)	35,7
Dystrybucja	(1.615.487)	(1.483.926)	(8,1)
Wytwarzanie	(1.280.382)	(1.572.664)	22,8
Pozostała działalność	(499.591)	(492.837)	(1,4)
Wyłączenia	1.620.327	2.245.150	38,6
Razem	**(4.323.835)**	**(4.761.944)**	**10,1**

Koszty w podziale na segmenty branżowe nie uwzględniają kosztów ogólnego zarządu, które nie są przypisywane do poszczególnych segmentów.

Koszty segmentu obrotu

Koszty obrotu wzrosły o 909,0 mln PLN (35,7%) do 3.457,7 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 2.548,7 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost kosztów w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku był głównie spowodowany wzrostem kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby sprzedaży, które wzrosły w wyniku zwiększenia średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 42,4%. Wyższe koszty zakupu zostały częściowo zrównoważone wzrostem przychodów ze sprzedaży w obrocie.

Koszty segmentu dystrybucji

Koszty dystrybucji spadły o 131,6 mln PLN (8,1%) do 1.483,9 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 1.615,5 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Spadek kosztów w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku był głównie spowodowany spadkiem wolumenu dostarczonej energii elektrycznej o 0,4 TWh oraz spadkiem średniej ceny zakupu usług przesyłowych o 4,6 zł/MWh (8,7%) do 48,1 zł/MWh za okres dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2009 roku w porównaniu do 52,7 zł/MWh za okres dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2008 roku.

Koszty segmentu wytwarzania

Koszty segmentu wytwarzania wzrosły o 292,3 mln PLN (22,8%) do 1.572,7 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 1.280,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost tych kosztów wynika głównie ze wzrostu średniej ceny zakupu węgla o 31,0% oraz zwiększonych kosztów usług obcych dotyczących remontów.

Koszty segmentu pozostałej działalności

Koszty segmentu pozostałej działalności wyniosły 492,8 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku i spadły o 6,8 mln PLN (1,4%) w porównaniu do kosztów segmentu pozostałej działalności za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku (499,6 mln PLN).

Wyłączenia transakcji pomiędzy segmentami

Wyłączenia pomiędzy segmentami za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku oraz 30 września 2008 roku obejmowały głównie koszty nabycia energii elektrycznej przez ENEA od spółek zależnych, koszty dokonanych pomiędzy spółkami Grupy transakcji nabycia surowców oraz towarów, usług, aktywów trwałych od spółek Grupy.

Koszty działalności operacyjnej

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(niezbadane)	(niezbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Amortyzacja	(479.165)	(482.233)	0,6
Koszty świadczeń pracowniczych	(704.947)	(584.554)	(17,1)
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(982.365)	(1.139.392)	16,0
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(1.286.725)	(1.712.290)	33,1
Usługi przesyłowe	(558.933)	(511.516)	(8,5)
Inne usługi obce	(201.030)	(238.691)	18,7
Podatki i opłaty	(118.963)	(127.885)	7,5
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(4.075)	1.896	-
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	0	(7.517)	-
Pozostałe koszty operacyjne	(84.149)	(59.973)	(28,7)
Koszty działalności operacyjnej	**(4.420.352)**	**(4.862.155)**	**10,0**

Amortyzacja

Amortyzacja wzrosła o 3,0 mln PLN (0,6%) do 482,2 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 479,2 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku.

Koszty świadczeń pracowniczych

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(niezbadane)	(niezbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Wynagrodzenia w tym:	(488.168)	(422.738)	(13,4)
Bieżące wynagrodzenia i pozostałe	*(471.924)*	*(440.564)*	*(6,6)*
Nagrody jubileuszowe	*(10.550)*	*10917*	*(203,5)*
Odprawy emerytalne	*(3.523)*	*(10.241)*	*(390,7)*
Inne	*(2.171)*	*(3.332)*	*53,5*
Koszty ubezpieczeń społecznych	(216.779)	(161.816)	(25,4)
ZUS	*(78.883)*	*(82.224)*	*4,2*

Odpis na ZFŚS	*(18.159)*	*(35.055)*	*93,0*
Inne świadczenia społeczne	*(87.640)*	*(38.381)*	*(56,2)*
Pozostałe świadczenia po okresie zatrudnienia	*(2.040)*	*(4.296)*	110,6
Inne	(30.057)	(1.860)	(93,8)
Razem	**(704.947)**	**(584.554)**	**(17,1)**

Koszty świadczeń pracowniczych spadły o 120,3 mln PLN (17,1%) do 584,6 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 704,9 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Spadek kosztów świadczeń pracowniczych w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 r. był w dużym stopniu spowodowany zmniejszeniem rezerw na świadczenia pracownicze, w tym rezerwy z tytułu prawa do ulgowej odpłatności za energię elektryczną o 68,5 mln PLN, rezerwy na nagrody jubileuszowe o 35,1 mln PLN, rezerwy na odprawy emerytalne o 17,1 mln PLN, rezerwy na ZFŚS dla emerytowanych pracowników o 5,5 mln PLN. Jednocześnie na spadek kosztów świadczeń wpłynęło poniesienie w 2008 roku kosztów świadczeń z tytułu płatności w formie akcji w wysokości 19,4 mln PLN. Ponadto średnia płaca w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku wyniosła 5.498,9 PLN i wzrosła o 5,9% w stosunku do średniej płacy w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2008 roku (5.193,6 PLN). Średnie zatrudnienie w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku ukształtowało się na poziomie 10.378,8 etatów i wzrosło o 275,2 etaty w stosunku do średniego zatrudnienia w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2008 roku.

Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów

Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wzrosły o 157,0 mln PLN (16,0%) do 1.139,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 982,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost tych kosztów spowodowany jest wzrostem średniej ceny zakupu węgla o 31,0%.

Zakup energii na potrzeby sprzedaży

Zakup energii na potrzeby sprzedaży wzrósł o 425,6 mln PLN (33,1%) do 1.712,3 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 1.286,7 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2008 roku. Wzrost ten był spowodowany głównie zwiększeniem średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 42,4%.

Usługi przesyłowe

Koszt usług przesyłowych spadł o 47,4 mln PLN (8,5%) do 511,5 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 558,9 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Spadek ten był spowodowany głównie spadkiem średniej ceny zakupu usług przesyłowych o 4,6 zł/MWh (8,7%) do 48,1 zł/MWh za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku w porównaniu do 52,7 zł/MWh za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku, co wynika ze stawek zatwierdzonych przez Prezesa URE.

Inne usługi obce

Koszt innych usług obcych wzrósł o 37,7 mln PLN (18,7%) do 238,7 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 201,0 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost kosztów innych usług obcych był głównie spowodowany wzrostem kosztu usług remontowych.

Podatki i opłaty

Koszt podatków i opłat wzrósł o 8,9 mln PLN (7,5%) do 127,9 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 119,0 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost tych kosztów wynika przede wszystkim ze wzrostu podatku od nieruchomości dotyczącego majątku dystrybucyjnego.

Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych

Zysk na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych wyniósł 1,9 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do straty na tej sprzedaży wynoszącej 4,1 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. W 2008 roku strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych spowodowana była głównie wyższym poziomem likwidowanych środków trwałych.

Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych

Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych wyniósł 7.5 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2009 roku i dotyczył wartości niematerialnych i prawnych (głównie systemów IT).

Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne spadły o 24,1 mln PLN (28,7%) do 60,0 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 84,1 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Spadek ten był spowodowany mniejszymi kosztami utworzenia rezerw na potencjalne roszczenia o 21,7 mln PLN.

Zysk operacyjny

Zysk operacyjny wzrósł o 284,4 mln PLN (183,5%) do 439,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 155,0 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost zysku operacyjnego spowodowany jest wzrostem przychodów z działalności operacyjnej o 726,2 mln PLN (15,9%) przy wzroście kosztów działalności operacyjnej o 441,8 mln PLN (10,0%).

Przychody finansowe

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(niezbadane)	(niezbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Przychody finansowe			
Odsetki od lokat	43.867	36.233	(17,4)
Odsetki za zwłokę	8.947	13.286	48,5
Rozwiązanie odpisu na odsetki należne	460	841	82,8
Przychody z tytułu dywidend	480	2.335	386,5
Pozostałe odsetki	4	942	23.450,0
Różnice kursowe	4.434	1	(100,0)
Zmiana wartości godziwej instrumentów finansowych przeznaczonych do obrotu	-	74.650	-
Inne przychody finansowe	2.168	3.408	57,2
Razem	**60.360**	**131.696**	**118,2**

Przychody finansowe wzrosły o 71,3 mln PLN (118,2%) do 131,7 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 60,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost tych przychodów wynika głównie ze wzrostu wartości godziwej instrumentów finansowych przeznaczonych do obrotu w wysokości 74,7 mln PLN (Spółka inwestowała środki pozyskane w pierwszej ofercie publicznej przeprowadzonej w listopadzie 2008 roku m.in. w instrumenty finansowe przeznaczone do obrotu).

Koszty finansowe

	Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września		
	2008	2009	Zmiana
	(niezbadane)	(niezbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty finansowe			
Koszty odsetek	(11.795)	(7.934)	(32,7)
Odsetki od kredytów bankowych	(10.191)	(6.245)	(38,7)
Odsetki od leasingu	(16)	(145)	806,3
Odsetki od nieterminowo regulowanych zobowiązań	(1.315)	(340)	(74,1)
Koszt utworzenia odpisu na odsetki należne	(259)	(1.141)	340,5
Pozostałe odsetki	(14)	(63)	350,0
Koszt dyskonta zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	(14.146)	(15.550))	9,9
Inne	(837)	(1.446)	72,8
Razem	**(26.778)**	**(24.930)**	**(6,9)**

Koszty finansowe spadły o 1,8 mln PLN (6,9%) do 24,9 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 26,8 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku.

Zysk przed opodatkowaniem

Zysk przed opodatkowaniem wzrósł o 367,6 mln PLN (194,5%) do 556,7 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 189,1 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony

30 września 2008 roku. Wzrost zysku przed opodatkowaniem spowodowany był wzrostem zysku na działalności operacyjnej o 284,4 mln PLN (183,5%) oraz wzrostem zysku na działalności finansowej o 73,2 mln (217,9%).

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku zmniejsza wynik finansowy netto o kwotę 110,4 mln PLN, w porównaniu do rozpoznanego za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku podatku, który zmniejszył wynik o 53,1 mln PLN. Wzrost podatku o 57,3 mln PLN spowodowany był wzrostem wypracowanego zysku podlegającego opodatkowaniu.

Zysk netto

Zysk netto zwiększył się o 310,3 mln PLN (228,1%) do 446,3 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 136,0 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost zysku netto wynika ze wzrostu zysku przed opodatkowaniem.

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej wzrósł o 310,3 mln PLN (228,1%) do 446,4 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do 136,1 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku. Wzrost zysku netto przypadającego na akcjonariuszy jednostki dominującej był spowodowany wzrostem zysku netto.

Zysk netto przypadający na udziały mniejszości

Zysk netto przypadający na udziały mniejszości wyniósł (0,09) mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku, w porównaniu do (0,05) mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku.

Rok zakończony 31 grudnia 2008 roku w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2007 roku

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat za każde z lat zakończonych 31 grudnia 2008 oraz 2007 roku, które pochodzą ze Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy. Tabela przedstawia także zmiany procentowe w poszczególnych pozycjach, które zaszły pomiędzy tymi okresami. Wyniki działalności za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku obejmują przychody i koszty Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 roku, czyli daty, w której miała miejsce transakcja nabycia 100% akcji w kapitale zakładowym Elektrowni Kozienice.

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	**2008**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Przychody			
Przychody ze sprzedaży	5.508.919	6.376.006	15,7
Podatek akcyzowy	(63.115)	(218.244)	245,8
Przychody ze sprzedaży netto	**5.445.804**	**6.157.762**	**13,1**
Pozostałe przychody operacyjne	69.020	80.914	17,2
Przychody z działalności operacyjnej	**5.514.824**	**6.238.676**	**13,1**
Koszty			
Amortyzacja	(470.557)	(631.364)	34,2
Koszty świadczeń pracowniczych	(619.974)	(940.080)	51,6
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(467.631)	(1.223.245)	161,6
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(2.644.120)	(1.893.710)	(28,4)
Usługi przesyłowe	(806.395)	(670.930)	(16,8)
Inne usługi obce	(187.831)	(348.436)	85,5
Podatki i opłaty	(154.539)	(159.507)	3,2
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(7.149)	(9.340)	30,6
Pozostałe koszty operacyjne	(73.280)	(110.705)	51,1
Koszty działalności operacyjnej	**(5.431.476)**	**(5.987.317)**	**10,2**
Zysk operacyjny	**83.348**	**251.359**	**201,6**
Przychody finansowe	44.982	92.871	106,5
Koszty finansowe	(19.394)	(51.178)	163,9
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.	147	414	181,6
Zysk przed opodatkowaniem	**109.083**	**293.466**	**169,0**
Podatek dochodowy	412.593	(78.099)	-
Zysk netto okresu sprawozdawczego, z tego	**521.676**	**215.367**	**(58,7)**

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	521.514	215.361	(58,7)
przypadający na udziały mniejszości	162	6	(96,3)
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	521.514	215.361	(58,7)
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	250.042.308	359.016.443	43,6
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**2,09**	**0,60**	**(71,2)**
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**2,09**	**0,60**	**(71,2)**

Przychody w podziale na segmenty branżowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
Przychody w podziale na segmenty branżowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Obrót	2.762.263	3.680.647	33,2
Dystrybucja	2.206.911	2.278.735	3,3
Wytwarzanie	484.179	1.734.582	258,3
Pozostała działalność	679.114	737.346	8,6
Wyłączenia	(686.663)	(2.273.548)	231,1
Razem	**5.445.804**	**6.157.762**	**13,1**

Przychody w ramach segmentu obrotu

Przychody w ramach segmentu wzrosły o 918,3 mln PLN (33,2%), do 3.680,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, z 2.762,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost ten był spowodowany przede wszystkim wzrostem ilości sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 2,6% oraz wzrostem średniej ceny sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 25,9%, co łącznie przełożyło się na wzrost przychodów z tego tytułu o 740,1 mln PLN. Jednocześnie zwiększyła się sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym wraz ze sprzedażą energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej) o 173,8 mln PLN.

Przychody w ramach segmentu obrotu ze sprzedaży między segmentami wyniosły za lata zakończone 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku odpowiednio 287,0 mln PLN (7,8%) oraz 147,6 mln PLN (5,3%) łącznych przychodów tego segmentu.

Przychody w ramach segmentu dystrybucji

Przychody w ramach segmentu dystrybucji wzrosły o 71,8 mln PLN (3,3%) do 2.278,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 2.206,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost przychodów był głównie spowodowany wzrostem wolumenu dostarczonej energii elektrycznej o 1,9% oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży usługi dystrybucyjnej o 2,7%.

Przychody w ramach segmentu dystrybucji za lata zakończone 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku zostały w zasadzie w całości osiągnięte ze sprzedaży poza Grupę, a nie ze sprzedaży między segmentami.

Przychody w ramach segmentu wytwarzania

Przychody w ramach segmentu wytwarzania wzrosły o 1.250,4 mln PLN (258,3%) do 1.734,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 484,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost ten wynikał z faktu, że przychody te w 2007 roku obejmują przychody z wytwarzania Elektrowni Kozienice od 10 października 2007 roku. Natomiast przychody w ramach segmentu wytwarzania za rok 2008 obejmują przychody z wytwarzania Elektrowni Kozienice generowane w trakcie całego roku.

Przychody w ramach segmentu wytwarzania ze sprzedaży między segmentami wyniosły za lata zakończone 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku odpowiednio 1.531,8 mln PLN (88,3%) oraz 151,6 mln PLN (31,3%) łącznych przychodów tego segmentu.

Przychody w ramach segmentu pozostałej działalności

Przychody w ramach segmentu pozostałej działalności wzrosły o 58,2 mln PLN (8,6%) do 737,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 679,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost przychodów był głównie spowodowany wzrostem przychodów ze sprzedaży spółek zależnych: ENERGOBUD, ENEOS oraz IT Serwis.

Przychody w ramach pozostałej działalności ze sprzedaży między segmentami wyniosły za lata zakończone 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku odpowiednio 454,8 mln PLN (61,7%) oraz 387,2 mln PLN (57,0%) łącznych przychodów tego segmentu.

Przychody z działalności operacyjnej

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	**2008**	**Zmiana**
Przychody ze sprzedaży	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Przychody ze sprzedaży energii z akcyzą	3.001.524	3.693.568	23,1
Podatek akcyzowy	(63.115)	(218.244)	245,8
Przychody ze sprzedaży energii netto	2.938.409	3.475.324	18,3
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	2.202.634	2.279.868	3,5
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	249.390	172.908	(30,7)
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	53.642	140.611	162,1
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	-	80.976	-
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	1.729	8.075	367,0
Przychody ze sprzedaży netto	**5.445.804**	**6.157.762**	**13,1**

Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży netto wzrosły o 712,0 mln PLN (13,1%) do 6.157,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 5.445,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku.

Bez uwzględnienia przychodów Elektrowni Kozienice, przychody ze sprzedaży netto wzrosły o 836,9 mln PLN (16,4%) do 5.955,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 5.118,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost ten był głównie spowodowany wzrostem sprzedaży energii elektrycznej o 755,1 mln PLN oraz usług dystrybucyjnych o 77,2 mln PLN.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej netto wzrosły o 536,9 mln PLN (18,3%) do 3.475,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 2.938,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku.

Bez uwzględnienia przychodów Elektrowni Kozienice, przychody ze sprzedaży netto wzrosły o 755,1 mln PLN (28,9%) do 3.370,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 2.615,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost ten był głównie spowodowany wzrostem ilości sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 2,6% oraz wzrostem średniej ceny sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 25,9%, co łącznie przełożyło się na wzrost przychodów z tego tytułu o 740,1 mln PLN. Jednocześnie zwiększyła się sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym o 37,5 mln PLN. Ponadto nastąpił spadek sprzedaży energii elektrycznej (o 54,7 mln PLN) realizowanej przez podmiot zależny EnergoPartner, gdyż od września 2007 roku spółka zaprzestała prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną.

Poniższa tabela przedstawia strukturę sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ramach koncesji na obrót w ENEA w latach zakończonych 31 grudnia 2008 roku oraz 31 grudnia 2007 roku, w podziale na zespoły grup taryfowych oraz ilość sprzedawanej energii w ramach poszczególnych zespołów grup taryfowych i średnie ceny 1 MWh energii uzyskiwane w ramach każdym z zespołów grup taryfowych.

	Za rok zakończony 31 grudnia							
	2007				**2008**			
	Przychody ze sprzedaży	**Udział w sprzedaży**	**Sprzedaż energii**	**Średnia cena sprzedaży**	**Przychody ze sprzedaży**	**Udział w sprzedaży**	**Sprzedaż energii**	**Średnia cena sprzedaży**
	(w tys. PLN)	*(%)*	*(GWh)*	*(PLN/MWh)*	*(w tys. PLN)*	*(%)*	*(GWh)*	*(PLN/MWh)*
Sprzedaż energii odbiorcom końcowym:								
Grupa A	284.000,4	11,2	2.019,8	140,61	395.393,8	12,1	2.262,9	174,73
Grupa B	1.025.996,9	40,5	7.208,1	142,34	1.354.585,7	41,4	7.188,4	188,44
Grupa C	532.817,2	21,1	3.593,0	148,29	725.694,4	22,2	3.706,2	195,81
Grupa G	689.162,0	27,2	4.187,6	164,57	796.436,1	24,3	4.295,7	185,40
Razem:	**2.531.976,5**	**100,0**	**17.008,5**	**148.87**	**3.272.110,0**	**100,0**	**17.453,2**	**187,48**

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat ilości energii elektrycznej dostarczonej w ramach usługi dystrybucyjnej oraz średnie ceny za 1 MWh dostarczonej energii za lata zakończone 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2008 roku.

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana (%)
Sprzedaż usług dystrybucyjnych (TWh)	16,2	16,5	1,9
Średnia cena 1 MWh (PLN)	132,4	136,0	2,7

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wzrosły o 77,3 mln PLN (3,5%) do 2.279,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 2.202,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych elektrycznej odbiorcom końcowym był głównie spowodowany wzrostem wolumenu dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 1,9% oraz wzrostu średniej ceny sprzedaży usługi dystrybucyjnej o 2,7%.

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów spadły o 76,5 mln PLN (30,7%) do 172,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 249,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku.

Bez uwzględniania przychodów Elektrowni Kozienice, przychody ze sprzedaży towarów i materiałów spadły o 80,8 mln PLN (32,7%), do 166,6 mln PLN. Spadek ten był głównie spowodowany spadkiem sprzedaży towarów i materiałów w spółce BHU.

Przychody ze sprzedaży pozostałych usług

Przychody ze sprzedaży pozostałych usług wzrosły o 87,0 mln PLN (162,1%) do 140,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 53,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych usług był głównie spowodowany wzrostem przychodów ze sprzedaży spółek zależnych: ENERGOBUD Leszno, ENEOS sp. z o.o. oraz IT Serwis sp. z o.o. w związku z rozszerzeniem skali działalności

Przychody ze sprzedaży energii cieplnej

Przychody ze sprzedaży energii cieplnej wzrosły o 6,3 mln PLN (367,0%) do 8,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 1,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost przychodów w 2008 roku był głównie spowodowany ujęciem w przychodach ze sprzedaży energii cieplnej Grupy takich przychodów uzyskiwanych przez Elektrownię Kozienice w całym roku, natomiast w 2007 roku od 10 października.

Podatek akcyzowy

Podatek akcyzowy wzrósł o 155,1 mln PLN (245,8%) do 218,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 63,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost ten był głównie spowodowany uwzględnieniem w 2008 roku rocznych przychodów Elektrowni Kozienice obciążonych podatkiem akcyzowym, natomiast w 2007 roku do 10 października 2007 roku nie prowadziliśmy sprzedaży obciążonej tym podatkiem.

Pozostałe przychody operacyjne

Pozostałe przychody operacyjne wzrosły o 11,9 mln PLN (17,2%) do 80,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 69,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku Wzrost tych przychodów spowodowany był głównie wzrostem rezerw z tytułu wszczętych postępowań sądowych o odszkodowania o 26,5 mln PLN przy jednocześnie niższych przychodach z tytułu rozwiązania niewykorzystanych odpisów aktualizujących o 8,6 mln PLN oraz niższych przychodów z tytułu odszkodowań, kar i grzywien o 2,4 mln PLN i niższych przychodów z tytułu zwróconych kosztów przez ubezpieczyciela o 1,4 mln PLN.

Koszty w podziale na segmenty branżowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
Koszty w podziale na segmenty branżowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Obrót	(2.686.368)	(3.436.479)	27,9
Dystrybucja	(2.126.989)	(2.209.614)	3,9
Wytwarzanie	(472.385)	(1.666.610)	252,8
Pozostała działalność	(640.159)	(731.179)	14,2
Wyłączenia	679.790	(2.259.101)	-
Razem	**(5.246.111)**	**(5.784.781)**	**10,1**

Koszty w podziale na segmenty branżowe nie uwzględniają kosztów ogólnego zarządu, które nie są przypisywane do poszczególnych segmentów.

Koszty segmentu obrotu

Koszty obrotu wzrosły o 750,1 mln PLN (27,9%) do 3.436,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 2.686,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów w 2008 roku był głównie spowodowany wzrostem ilości zakupionej energii elektrycznej o 2,1% oraz wzrostem średniej ceny zakupu energii elektrycznej na potrzeby sprzedaży o 22,5%. Wyższe koszty zakupu częściowo zrównoważone wzrostem przychodów ze sprzedaży w segmencie obrotu.

Koszty segmentu dystrybucji

Koszty dystrybucji wzrosły o 82,6 mln PLN (3,9%) do 2.209,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 2.127,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów w 2008 roku był głównie spowodowany wzrostem kosztów świadczeń pracowniczych o 69,4 mln PLN, co było wynikiem przede wszystkim wzrostu rezerwy z tytułu prawa do ulgowej odpłatności na energię elektryczną, wzrostu rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne oraz uwzględnienia rezerwy na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych dla emerytowanych pracowników.

Koszty segmentu wytwarzania

Koszty wytwarzania wzrosły o 1.194,2 mln PLN (252,8%) do 1.666,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 472,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów w 2008 roku był głównie spowodowany ujęciem w kosztach Grupy kosztów działalności wytwórczej Elektrowni Kozienice w całym roku, natomiast w 2007 roku od 10 października.

Koszty segmentu pozostałej działalności

Koszty segmentu pozostałej działalności wzrosły o 91,0 mln PLN (14,2%) do 731,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 640,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów w 2008 roku był głównie spowodowany wzrostem kosztów związanych ze zwiększoną skalą działalności spółek zależnych:, ENERGOBUD Leszno, ENEOS oraz IT Serwis głównie w pozycji usługi obce oraz wartość sprzedanych towarów i materiałów

Wyłączenia transakcji pomiędzy segmentami

Wyłączenia pomiędzy segmentami w roku zakończonym 31 grudnia 2007 roku i 2008 roku obejmowały głównie koszty nabycia energii elektrycznej przez ENEA od spółek Grupy w segmencie wytwarzania, koszty dokonanych pomiędzy spółkami Grupy transakcji nabycia surowców oraz towarów, koszty nabycia usług przez ENEA od pozostałych spółek Grupy, koszty transakcji nabycia usług pomiędzy spółkami Grupy (dokonanych przez spółki inne niż ENEA i ENEA Operator), a także koszty nabycia aktywów trwałych od spółek Grupy, głównie przez ENEA i ENEA Operator,

Koszty działalności operacyjnej

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	**2008**	**Zmiana**
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty			
Amortyzacja	(470.557)	(631.364)	34,2
Koszty świadczeń pracowniczych	(619.974)	(940.080)	51,6
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(467.631)	(1.223.245)	161,6
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(2.644.120)	(1.893.710)	(28,4)
Usługi przesyłowe	(806.395)	(670.930)	(16,8)
Inne usługi obce	(187.831)	(348.436)	85,5
Podatki i opłaty	(154.539)	(159.507)	3,2
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(7.149)	(9.340)	30,6
Pozostałe koszty operacyjne	(73.280)	(110.705)	51,1
Koszty działalności operacyjnej	**(5.431.476)**	**(5.987.317)**	**10,2**

Amortyzacja

Amortyzacja wzrosła o 160,8 mln PLN (34,2%) do 631,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 470,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost amortyzacji był głównie spowodowany uwzględnianiem w 2007 roku kosztów amortyzacji Elektrowni Kozienice od dnia 10 października, natomiast 2008 rok zawiera koszty całego roku.

Bez uwzględniania kosztów Elektrowni Kozienice, koszty amortyzacji spadły o 8,9 mln PLN (2,2%), do 404,7 mln PLN.

Koszty świadczeń pracowniczych

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	**2008**	**Zmiana**
	(w tys. PLN)		*(%)*
Wynagrodzenia w tym:	(476.116)	(667.928)	40,3
Bieżące wynagrodzenia i pozostałe	*(432.782)*	(597.243)	*38,0*
Nagrody jubileuszowe	*(28.215)*	(43.611)	*54,6*
Odprawy emerytalne	*(15.119)*	(20.697)	*36,9*
Inne	-	(6.377)	-
Koszty ubezpieczeń społecznych	(143.858)	(272.152)	89,2
ZUS	*(77.468)*	(112.016)	*44,6*
Odpis na ZFŚS	*(16.060)*	(43.147)	*168,7*
Inne świadczenia społeczne	*(50.991)*	(91.115)	*78,7*
Pozostałe świadczenia po okresie zatrudnienia	*661*	(7.898)	-
Inne	-	(17.976)	-
Razem	**(619.974)**	**(940.080)**	**51,6**

Koszty świadczeń pracowniczych wzrosły o 320,1 mln PLN (51,6%) do 940,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 620,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych w 2008 roku był w dużym stopniu spowodowany uwzględnieniem poniesionych przez Elektrownię Kozienice kosztów świadczeń pracowniczych dotyczących całego roku, natomiast w 2007 roku od 10 października.

Bez uwzględnienia kosztów Elektrowni Kozienice, koszty świadczeń pracowniczych wzrosły o 164,5 mln PLN (28,6%), do 739,9 mln PLN. Wzrost ten był głównie spowodowany wzrostem rezerw z tytułu świadczeń pracowniczych o 99,3 mln PLN, w tym przede wszystkim ze wzrostu rezerwy z tytułu prawa do ulgowej odpłatności za energię elektryczną (o 41,8 mln PLN), ze wzrostu rezerwy na nagrody jubileuszowe (o 36,3 mln PLN), ze wzrostu rezerwy na odprawy emerytalne (o 17,0 mln PLN) oraz wzrostu kosztów świadczeń z tytułu płatności w formie akcji (o 19,4 mln PLN). Średnia płaca wyniosła w 2008 roku 5.143,46 PLN i wzrosła o 14,3% w stosunku do średniej płacy w 2007 roku (4.501,31 PLN). Średnie zatrudnienie wyniosło w 2008 roku 7.789,43 etatów i wzrosło o 134,19 etatów w porównaniu do średniego zatrudnienia w 2007 roku.

Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów

Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wzrosła o 755,6 mln PLN (161,6%) do 1.223,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 467,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów w 2008 roku był w dużym stopniu spowodowany uwzględnieniem poniesionych przez Elektrownię Kozienice tych kosztów dotyczących całego roku, natomiast w 2007 roku od 10 października.

Bez uwzględnienia kosztów Elektrowni Kozienice zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wzrosło o 26,0 mln PLN (11,5%), do 252,1 mln PLN. Wzrost ten był głównie spowodowany zwiększeniem kosztów zużycia materiałów oraz wartości sprzedanych towarów przez spółki zależne IT Serwis, ENERGOBUD Leszno, z uwagi na zwiększenie skali działalności tych spółek.

Zakup energii na potrzeby sprzedaży

Zakup energii na potrzeby sprzedaży spadł o 750,4 mln PLN (28,4%) do 1.893,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 2.644,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku, co wynikało z faktu zmniejszenia zapotrzebowania Grupy na energię elektryczną pozyskiwaną poza Grupą w związku z przejęciem Elektrowni Kozienice w październiku 2007 roku.

Bez uwzględnienia kosztów Elektrowni Kozienice koszty zakupu wzrosły o 631,0 mln PLN (23,3%) do 3.334,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku.. Zwiększenie tych kosztów związane jest ze wzrostem ilości zakupionej energii elektrycznej o 2,1% oraz wzrostem średniej ceny zakupu energii elektrycznej na potrzeby sprzedaży o 22,5%.

Usługi przesyłowe

Koszt usług przesyłowych spadł o 135,5 mln PLN (16,8%) do 670,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 806,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Spadek kosztów usług przesyłowych był głównie spowodowany spadkiem średniej ceny przesyłu o 5,6 PLN (9,8%) za 1 MWh z 57,2 PLN w roku 2007 do 51,6 PLN w roku 2008, co wynika ze stawek zatwierdzanych przez Prezesa URE.

Inne usługi obce

Koszt innych usług obcych wzrósł o 160,6 mln PLN (85,5%) do 348,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 187,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów innych usług obcych był głównie spowodowany uwzględnieniem kosztów usług obcych Elektrowni Kozienice dotyczących całego roku, natomiast w 2007 roku od 10 października.

Bez uwzględniania kosztów Elektrowni Kozienice, koszty usług obcych wzrosły o 64,7 mln PLN (40,1%), do 226,1 mln PLN. Wzrost ten był głównie spowodowany zwiększeniem kosztów usług obcych (takich jak usługi geodezyjne, transportowe, prace budowlano-montażowe) w spółkach zależnych ENERGOBUD Leszno, ENEOS, IT Serwis, co zrekompensowane zostało wzrostem przychodów. Ponadto nastąpił wzrost kosztów usług obcych dotyczących remontów urządzeń energetycznych i sieci elektrycznych w ENEA Operator.

Podatki i opłaty

Koszt podatków i opłat wzrósł o 5,0 mln PLN (3,2%) do 159,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 154,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów podatków i opłat był głównie spowodowany uwzględnieniem kosztów podatków Elektrowni Kozienice dotyczących całego roku, natomiast w 2007 roku od 10 października.

Bez uwzględniania kosztów Elektrowni Kozienice, koszty podatków i opłat spadły o 34,1 mln PLN (24,8%), do 103,6 mln PLN. Spadek ten był głównie spowodowany powstaniem w 2007 roku obowiązku zapłaty podatku od czynności cywilnoprawnych w związku z wydzieleniem działalności dystrybucyjnej do ENEA Operator.

Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych

Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych zwiększyła się o 2,2 mln PLN (30,6%) do 9,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 7,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Zwiększenie straty na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych było głównie spowodowane większym poziomem likwidowanych środków trwałych.

Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne wzrosły w roku zakończonym 31 grudnia 2008 roku o 37,4 mln PLN (51,1%) do 110,7 mln PLN w porównaniu do 2007 roku, kiedy wyniosły 73,3 mln PLN. Ten wzrost wynikał przede wszystkim ze wzrostu kosztów utworzenia rezerw z tytułu wszczętych postępowań sądowych o odszkodowania o 33,3 mln PLN.

Zysk operacyjny

Zysk operacyjny wzrósł o 168,0 mln PLN (201,6%) do 251,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku w porównaniu do 83,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Bez uwzględnienia zysku operacyjnego Elektrowni Kozienice, zysk operacyjny wzrósł do 195,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, co stanowi wzrost o 106,4 mln PLN (120,1%) w stosunku do zysku operacyjnego za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost zysku operacyjnego był głównie spowodowany wzrostem zysku na segmencie obrotu na skutek wzrostu ilości sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 2,6% oraz wzrostem średniej ceny sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 25,9%.

Przychody finansowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	**2008**	**Zmiana**
	(w tys. PLN)		*(%)*
Przychody finansowe			
Odsetki od lokat	27.921	68.990	147,1
Odsetki za zwłokę (naliczone i otrzymane)	15.285	12.808	(16,2)
Rozwiązanie odpisu na odsetki należne	1.019	558	(45,2)
Przychody z tytułu dywidend	-	479	-
Pozostałe odsetki	757	7.986	955,0
Pozostałe	-	2.050	-
Razem	**44.982**	**92.871**	**106,5**

Przychody finansowe wzrosły o 47,9 mln PLN (106,5%) do 92,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 45,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku.

Bez uwzględniania przychodów finansowych Elektrowni Kozienice, przychody finansowe wzrosły o 35,9 mln PLN (119,0%) do 66,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 30,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost przychodów finansowych był głównie spowodowany wzrostem przychodów z tytułu odsetek od lokat o 35,4 mln PLN (Spółka ulokowała środki pozyskane w pierwszej ofercie publicznej przeprowadzonej w listopadzie 2008 roku w formie depozytów).

Koszty finansowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	**2008**	**Zmiana**
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty finansowe			
Koszty odsetek	(10.654)	(17.106)	60,6
Odsetki od kredytów bankowych	(8.961)	(13.727)	53,2
Odsetki od leasingu	(355)	(100)	(71,8)
Odsetki od nieterminowo regulowanych zobowiązań	(483)	(1.846)	282,2
Koszt utworzenia odpisu na odsetki należne	(855)	(1.433)	67,6
Koszt dyskonta zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych	(7.007)	(19.225)	174,4
Ujemne różnice kursowe	-	(13.974)	-
Inne	(1.733)	(873)	(49,9)
Razem	**(19.394)**	**(51.178)**	**163,9**

Koszty finansowe wzrosły o 31,8 mln PLN (163,9%) do 51,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 19,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku.

Bez uwzględniania kosztów finansowych Elektrowni Kozienice, koszty finansowe wzrosły o 5,7 mln PLN (50,0%) do 17,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 11,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost kosztów finansowych był głównie spowodowany wzrostem kosztów dyskonta zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych o 6,3 mln PLN.

Zysk przed opodatkowaniem

Zysk przed opodatkowaniem wzrósł o 184,4 mln PLN (169,0%) do 293,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 109,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku Bez uwzględnienia zysku przed opodatkowaniem Elektrowni Kozienice zysk przed opodatkowaniem wzrósł do 244,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, co stanowiło wzrost o 136,9 mln PLN (127,3%) w stosunku do zysku przed opodatkowaniem za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Wzrost zysku przed opodatkowaniem był głównie spowodowany wzrostem zysku operacyjnego o 106,4 mln PLN oraz wzrostem zysku z działalności finansowej o 30,2 mln PLN.

Podatek dochodowy

	Za rok zakończony 31 grudnia	
	2007	**2008**
	(w tys. PLN)	
Podatek bieżący	(80.821)	(124.624)
Podatek odroczony	491.800	46.525
Korekta podatku za rok 2003 i 2004	1.614	-
Razem	**412.593**	**(78.099)**

Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku pomniejsza wynik finansowy netto o kwotę 78,1 mln PLN, w porównaniu do rozpoznanego za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku podatku, który zwiększał wynik o 412,6 mln PLN. W 2007 roku wysokość podatku dochodowego wynikała głównie z rozwiązania rezerwy na podatek odroczony w wysokości 428,6 mln PLN, która w zasadniczej części była związana z wniesieniem przez ENEA SA w drodze aportu zorganizowanej części przedsiębiorstwa do ENEA Operator z dniem 30 czerwca 2007 roku w wyniku czego wartość podatkowa środków trwałych wzrosła o 2.256,0 mln PLN.

Zysk netto

Zysk netto spadł o 306,3 mln PLN (58,7%) do 215,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 521,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Spadek zysku netto był spowodowany głównie rozwiązaniem rezerwy na podatek odroczony w 2007 roku w wysokości 428,6 mln PLN.

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy spółki ENEA spadł o 306,2 mln PLN (58,7%) do 215,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 521,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Spadek ten został spowodowany niższym zyskiem netto.

Zysk netto przypadający na udziały mniejszości

Zysk netto przypadający na udziały mniejszości spadł o 0,16 mln PLN (96,3%) do 0,006 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku, w porównaniu do 0,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku. Spadek zysku netto przypadającego na udziały mniejszości był głównie spowodowany spadkiem wyników finansowych spółek z udziałowcami mniejszościowymi tj. Energo – Tour Sp. z o.o. oraz BHU S.A.

Rok zakończony 31 grudnia 2007 roku w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 roku

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat za każde z lat zakończonych 31 grudnia 2007 oraz 2006 roku, które pochodzą ze Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy. Tabela przedstawia także zmiany procentowe w poszczególnych pozycjach, które zaszły pomiędzy tymi okresami. Wyniki działalności za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. obejmują przychody i koszty Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 r., czyli daty, w której miała miejsce transakcja nabycia 100% akcji w kapitale zakładowym Elektrowni Kozienice.

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Przychody			
Przychody ze sprzedaży	5.383.742	5.508.919	2,3
Podatek akcyzowy	-	(63.115)	-
Przychody ze sprzedaży netto	**5.383.742**	**5.445.804**	**1,2**
Pozostałe przychody operacyjne	52.304	69.020	32,0
Przychody z działalności operacyjnej	**5.436.046**	**5.514.824**	**1,4**
Koszty			
Amortyzacja	(403.464)	(470.557)	16,6
Koszty świadczeń pracowniczych	(491.541)	(619.974)	26,1
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(170.194)	(467.631)	174,8
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(2.826.508)	(2.644.120)	(6,5)
Usługi przesyłowe	(958.135)	(806.395)	(15,8)
Inne usługi obce	(142.805)	(187.831)	31,5
Podatki i opłaty	(124.671)	(154.539)	24,0
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(13.421)	(7.149)	(46,7)
Pozostałe koszty operacyjne	(74.463)	(73.280)	(1,6)
Koszty działalności operacyjnej	**(5.205.202)**	**(5.431.476)**	**4,3**
Zysk operacyjny	**230.844**	**83.348**	**(63,9)**
Przychody finansowe	34.639	44.982	29,9
Koszty finansowe	(15.811)	(19.394)	(22,7)
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	(129)	147	
Zysk przed opodatkowaniem	**249.543**	**109.083**	**(56,3)**
Podatek dochodowy	(45.096)	412.593	
Zysk netto okresu sprawozdawczego, z tego	**204.447**	**521.676**	**155,2**
przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	203.636	521.514	156,1
przypadający na udziały mniejszości	811	162	(80,0)
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy jednostki dominującej	203.636	521.514	156,1
Średnia ważona liczba akcji zwykłych	221.594.900	250.042.308	12,8
Zysk netto na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,92**	**2,09**	**126,7**
Zysk rozwodniony na Akcję (w złotych na jedną Akcję)	**0,92**	**2,09**	**126,7**

Przychody w podziale na segmenty branżowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
Przychody w podziale na segmenty branżowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Obrót	2.766.056	2.762.263	(0,1)
Dystrybucja	2.400.829	2.206.911	(8,1)
Wytwarzanie	-	484.179	-

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
Przychody w podziale na segmenty branżowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Pozostała działalność	623.388	679.114	8,9
Wyłączenia	(406.531)	(686.663)	68,9
Przychody netto	**5.383.742**	**5.445.804**	**1,2**

Przychody w ramach segmentu obrotu

Przychody w ramach segmentu obrotu pozostały zasadniczo na niezmienionym poziomie i wyniosły za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. 2.762,3 mln PLN, w porównaniu do 2.766,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r., co stanowiło zmianę o 0,1% (3,8 mln PLN). Spadek ten był spowodowany przede wszystkim niższymi przychodami z obrotu energią elektryczną osiągniętymi przez nasz podmiot zależny EnergoPartner. Zmniejszenie przychodów w spółce EnergoPartner wynikało z ograniczenia skali działalności w tym zakresie w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r. w wyniku procesów konsolidacji sektora elektroenergetycznego (powstanie czterech skonsolidowanych grup energetycznych w kraju) i związanego z tym zmniejszenia się liczby uczestników rynku energii, które spowodowały zmianę sytuacji na rynku hurtowym energii, a od września 2007 roku zaprzestania prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną. Spadek ten został częściowo zrównoważony w badanym okresie przez wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej przez ENEA, co było spowodowane wzrostem o 1,4% ilości sprzedanej energii elektrycznej oraz wzrostem średniej ceny sprzedaży o 9,8%.

Przychody w ramach segmentu obrotu ze sprzedaży między segmentami wyniosły za lata zakończone 31 grudnia 2007 r. oraz 31 grudnia 2006 r. odpowiednio 147,6 mln PLN (5,3%) oraz 44,1 mln PLN (1,6%) łącznych przychodów tego segmentu.

Przychody w ramach segmentu dystrybucji

Przychody w ramach segmentu dystrybucji spadły o 193,9 mln PLN (8,1%) do 2.206,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2.400,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek przychodów był głównie spowodowany spadkiem średniej ceny dystrybucji energii elektrycznej o 10,5%, co było wynikiem spadku kosztów przeniesionych, w szczególności kosztów zakupu usług przesyłowych, które wynikały przede wszystkim ze zmniejszenia stawki systemowej wynikającej z Taryfy PSE Operator. Skutkiem powyższego był spadek opłaty systemowej pobieranej od odbiorców na rzecz PSE Operator. Jednoczesny wzrost nośników (dostawa energii elektrycznej, moc umowna, liczba odbiorców) przy zmniejszonym przychodzie skutkował większym (procentowym) spadkiem średniej ceny sprzedaży usług dystrybucji w stosunku do spadku (procentowego) przychodów w roku 2007.

Przychody w ramach segmentu dystrybucji za lata zakończone 31 grudnia 2007 r. oraz 31 grudnia 2006 r. zostały w zasadzie w całości osiągnięte ze sprzedaży poza Grupę, a nie ze sprzedaży między segmentami.

Przychody w ramach segmentu wytwarzania

Za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. przychody z wytwarzania wyniosły 484,2 mln PLN. Przychody te obejmują przychody Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 r. oraz przychody Elektrowni Wodnych za cały rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Grupa nie prowadziła działalności wytwórczej, poza działalnością Elektrowni Wodnych, która nie była wydzielona w odrębny segment działalności i przychody z działalności Elektrowni Wodnych wykazywane były w ramach przychodów segmentu pozostałej działalności.

Przychody w ramach segmentu pozostałej działalności

Przychody w ramach segmentu pozostałej działalności wzrosły o 55,7 mln PLN (8,9%) do 679,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 623,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost przychodów był głównie spowodowany wzrostem przychodów ze sprzedaży spółek zależnych: ENERGOBUD Leszno, AUTO-STYL, Energomiar Sp. z o.o. oraz BHU. Ponadto wydzielenie ENEA Operator spowodowało wykazanie dodatkowych przychodów wewnątrz grupy w segmencie przychodów z pozostałej działalności. Przychody te w odniesieniu do ENEA Operator obejmują głównie przychody z tytułu usług w zakresie konserwacji i modernizacji urządzeń oświetlenia drogowego, oraz usługi dotyczące obsługi klienta, usług transportowych oraz usług wynajmu.

Przychody w ramach pozostałej działalności ze sprzedaży między segmentami wyniosły za lata zakończone 31 grudnia 2007 r. oraz 31 grudnia 2006 r. odpowiednio 387,2 mln PLN (57,0%) oraz 361,2 mln PLN (57,9%) łącznych przychodów tego segmentu.

Przychody według rodzaju

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	Zmiana
Przychody według rodzaju	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Przychody ze sprzedaży energii z akcyzą	2.702.454	3.001.524	11,1
Podatek akcyzowy	-	(63.115)	-
Przychody ze sprzedaży energii netto	2.702.454	2.938.409	8,7
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	2.399.597	2.202.634	(8,2)
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	185.227	249.390	34,6
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	96.464	53.642	(44,4)
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	-	1.729	-
Przychody ze sprzedaży netto	**5.383.742**	**5.445.804**	**1,2**

Przychody ze sprzedaży netto

Przychody ze sprzedaży netto wzrosły o 62,1 mln PLN (1,2%) do 5.445,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 5.383,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost przychodów w 2007 roku był głównie spowodowany uwzględnieniem uzyskanych przez Elektrownię Kozienice przychodów ze sprzedaży, po wyeliminowaniu wzajemnych transakcji, za okres od 10 października 2007 r. do 31 grudnia 2007 r. w kwocie 327,7 mln PLN.

Bez uwzględnienia takich przychodów, przychody ze sprzedaży netto spadły o 265,6 mln PLN (4,9%) do 5.118,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 5.383,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten był głównie spowodowany zmniejszeniem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom, tj. przedsiębiorstwom obrotu, odbiorcom na rynku bilansującym oraz na giełdzie energii o 107,1 mln PLN (67,3%) oraz spadkiem sprzedaży energii elektrycznej realizowanej na rynku hurtowym w 2007 roku przez EnergoPartner o 250,4 mln PLN (82,1%). Zmniejszenie przychodów w spółce EnergoPartner wynikało z ograniczenia skali działalności w tym zakresie w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r. w wyniku procesów konsolidacji sektora elektroenergetycznego (powstanie czterech skonsolidowanych grup energetycznych w kraju) i związanego z tym zmniejszenia się liczby uczestników rynku energii, które spowodowały zmianę sytuacji na rynku hurtowym energii. Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej został w znaczny sposób zrównoważony wzrostem przychodów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym ENEA o kwotę 258,9 mln PLN (11,4%). Ponadto spadek przychodów ze sprzedaży wynika ze zmniejszenia przychodów z usług dystrybucyjnych o 197,0 mln PLN, co jest konsekwencją obniżenia poziomu średniej ceny usług dystrybucji energii elektrycznej o 10,5% w wyniku obniżenia stawek usług dystrybucyjnych zatwierdzanych przez Prezesa URE.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wzrosły o 235,9 mln PLN (8,7%) do 2.938,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2.702,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost przychodów w 2007 roku był głównie spowodowany uwzględnieniem uzyskanych przez Elektrownię Kozienice przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie i obrót, po wyeliminowaniu wzajemnych transakcji, za okres od 10 października 2007 r. w wysokości 322,8 mln PLN.

Bez uwzględnienia przychodów Elektrowni Kozienice, przychody ze sprzedaży netto spadły o 86,9 mln PLN (2,7%) do 2.615,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2.702,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten był głównie spowodowany spadkiem przychodów z tytułu obrotu energią w spółce EnergoPartner o 250,4 mln PLN (82,1%) i zmniejszeniem sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom, tj. przedsiębiorstwom obrotu, odbiorcom na rynku bilansującym oraz na giełdzie energii o 107,1 mln PLN (67,3%). Został on częściowo zrównoważony wzrostem ilości sprzedanej energii odbiorcom końcowym w ENEA o 1,4% i wzrostem średniej ceny sprzedaży energii o 9,8%, co przełożyło się na wzrost sprzedaży o 258,9 mln PLN (11,4%).

Poniższa tabela przedstawia strukturę sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ramach koncesji na obrót w ENEA w latach zakończonych 31 grudnia 2007 r. oraz 31 grudnia 2006 r., w podziale na zespoły grup taryfowych oraz ilość sprzedawanej energii w ramach poszczególnych zespołów grup taryfowych i średnie ceny 1 MWh energii uzyskiwane w ramach każdym z zespołów grup taryfowych.

	Za rok zakończony 31 grudnia							
	2006				2007			
	Przychody ze sprzedaży	Udział w sprzedaży	Sprzedaż energii	Średnia cena sprzedaży	Przychody ze sprzedaży	Udział w sprzedaży	Sprzedaż energii	Średnia cena sprzedaży
	(w tys. PLN)	*(%)*	*(GWh)*	*(PLN/MWh)*	*(w tys. PLN)*	*(%)*	*(GWh)*	*(PLN/MWh)*
Sprzedaż energii odbiorcom końcowym:								
Grupa A	250.964,2	11,0	2.020,1	124,23	284.000,4	11,2	2.019,8	140,61

	Za rok zakończony 31 grudnia							
	2006				2007			
	Przychody ze sprzedaży	Udział w sprzedaży	Sprzedaż energii	Średnia cena sprzedaży	Przychody ze sprzedaży	Udział w sprzedaży	Sprzedaż energii	Średnia cena sprzedaży
	(w tys. PLN)	*(%)*	*(GWh)*	*(PLN/MWh)*	*(w tys. PLN)*	*(%)*	*(GWh)*	*(PLN/MWh)*
Sprzedaż energii odbiorcom końcowym:								
Grupa B	902.912,2	39,7	7.064,3	127,81	1.025.996,9	40,5	7.208,1	142,34
Grupa C	473.973,8	20,9	3.505,8	135,20	532.817,2	21,1	3.593,0	148,29
Grupa G	645.209,9	28,4	4.177,5	154,45	689.162,0	27,2	4.187,6	164,57
Razem:	**2.273.060,1**	**100,0**	**16.767,7**	**135,56**	**2.531.976,5**	**100,0**	**17.008,5**	**148.87**

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat ilości energii elektrycznej dostarczonej w ramach usługi dystrybucyjnej oraz średnie ceny za 1 MWh dostarczonej energii za lata zakończone 31 grudnia 2006 r. oraz 31 grudnia 2007 r.

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	Zmiana
Sprzedaż usług dystrybucyjnych (TWh)	15,9	16,2	1,9%
Średnia cena 1 MWh (PLN)	147,9	132,4	(10,5)%

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych netto spadły o 197,0 mln PLN (8,2%) do 2.202,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2.399,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych elektrycznej był głównie spowodowany spadkiem średniej ceny usługi dystrybucyjnej o 15,5 PLN (10,5%), z 147,9 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do 132,4 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w wyniku obniżenia stawek zatwierdzanych przez Prezesa URE dla PSE Operator, co spowodowało zmniejszenie ściągalności opłat od klientów. Ten spadek został częściowo zrównoważony zwiększeniem ilości energii dostarczonej o 0,3 TWh (1,9%).

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów netto wzrosły o 64,2 mln PLN (34,6%) do 249,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 185,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Bez uwzględniania przychodów Elektrowni Kozienice, przychody ze sprzedaży towarów i materiałów dokonywanej w ramach koncesji w okresie pomiędzy 10 października 2006 a 31 grudnia 2007, wzrosły o 62,1 mln PLN (33,6%), do 247,4 mln PLN. Wzrost ten był głównie spowodowany zwiększeniem sprzedaży towarów i materiałów poza Grupę przez spółki zależne BHU oraz AUTO-STYL.

Przychody ze sprzedaży pozostałych usług

Przychody ze sprzedaży pozostałych usług spadły o 42,9 mln PLN (44,4%) do 53,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 96,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych usług był głównie spowodowany zmniejszeniem przychodów z tytułu usług świadczonych przez spółkę zależną BUT, która od lipca 2007 roku do 30 czerwca 2008 r. znajdowała się w stanie likwidacji, a także zmniejszeniem przychodów ze sprzedaży pozostałych usług w spółce EWiNN.

Przychody ze sprzedaży energii cieplnej

Za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. sprzedaż energii cieplnej wyniosła 1,7 mln PLN i wynika z uwzględnienia przychodów ze sprzedaży energii cieplnej Elektrowni Kozienice od dnia 10 października 2007 r. W roku zakończonym 31 grudnia 2006 r. nie prowadziliśmy sprzedaży energii cieplnej.

Podatek akcyzowy

Za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. podatek akcyzowy wyniósł 63,1 mln PLN i wynikał ze sprzedaży energii elektrycznej dokonywanej przez Elektrownię Kozienice w ramach koncesji na wytwarzanie w okresie od 10 października 2007 r. Za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. nie prowadziliśmy sprzedaży obciążonej podatkiem akcyzowym.

Pozostałe przychody operacyjne

Pozostałe przychody operacyjne wzrosły o 16,7 mln PLN (31,9%) do 69,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 52,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost tych przychodów spowodowany

był głównie zwiększonymi przychodami z tytułu zwrotu kosztów od ubezpieczyciela, w wysokości 7,6 mln PLN wynikającymi z likwidacji szkód losowych spowodowanych wichurą w styczniu 2007 roku (wichura spowodowała znaczne straty w majątku dystrybucyjnym Grupy). Koszty usuwania szkód losowych wyniosły w 2007 roku 18,0 mln PLN, z czego w I kwartale 2007 roku ukształtowały się na poziomie 13,7 mln zł i dotyczyły głównie skutków usuwania szkód związanych z wichurą. Ponadto, w związku z zakończeniem prowadzonych postępowań sądowych, zostały rozwiązane rezerwy z tytułu wszczętych postępowań sądowych o odszkodowania.

Koszty w podziale na segmenty branżowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
Koszty w podziale na segmenty branżowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Obrót	(2.708.112)	(2.686.368)	(0,8)
Dystrybucja	(2.202.028)	(2.126.989)	(3,4)
Wytwarzanie	-	(472.385)	-
Pozostała działalność	(573.170)	(640.159)	11,7
Wyłączenia	405.218	679.790	67,8
Razem	**(5.078.092)**	**(5.246.111)**	**3,3**

Koszty w podziale na segmenty branżowe nie uwzględniają kosztów ogólnego zarządu, które nie są przypisywane do poszczególnych segmentów.

Koszty segmentu obrotu

Koszty obrotu spadły o 21,7 mln PLN (0,8%) do 2.686,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2.708,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek kosztów w 2007 roku był głównie spowodowany zmniejszeniem kosztów związanych z obrotem energią w spółce zależnej EnergoPartner. Spadek tych kosztów w roku zakończonym 31 grudnia 2007 r. wynikał z ograniczenia skali działalności przez spółkę EnergoPartner w tym zakresie w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r. w wyniku procesów konsolidacji sektora elektroenergetycznego (powstanie czterech skonsolidowanych grup energetycznych w kraju) i związanego z tym zmniejszenia się liczby uczestników rynku energii, które spowodowały zmianę sytuacji na rynku hurtowym energii. Jednocześnie poniesione zostały wyższe koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży w ENEA w wyniku wzrostu średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 10,2%. Wyższe koszty zakupu zostały zrównoważone wzrostem przychodów ze sprzedaży w obrocie.

Koszty segmentu dystrybucji

Koszty dystrybucji spadły o 75,0 mln PLN (3,4%) do 2.127,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2.202,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek kosztów w 2007 roku był głównie spowodowany poniesieniem niższych kosztów zakupu usług przesyłowych na skutek obniżenia opłaty systemowej. W 2007 roku średnia cena przesyłu 1 MWh energii elektrycznej wyniosła 57,2 PLN i spadła o 11,5 PLN, w porównaniu do 68,7 PLN w 2006 roku.

Koszty segmentu wytwarzania

Za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. koszty wytwarzania wyniosły 472,4 mln PLN. Powyższe koszty związane są z działalnością Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 r. do 31 grudnia 2007 r., a także z kosztami Elektrowni Wodnych za cały rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Grupa nie prowadziła działalności wytwórczej, poza działalnością Elektrowni Wodnych, która nie była wydzielona w odrębny segment działalności i związane z nią koszty wykazywane były w ramach przychodów z pozostałej działalności.

Koszty segmentu pozostałej działalności

Koszty segmentu pozostałej działalności wzrosły o 67,0 mln PLN (11,7%) do 640,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 573,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost kosztów w 2007 roku był głównie spowodowany wzrostem kosztów związanych ze zwiększoną skalą działalności spółek zależnych: Energomiar, AUTO-STYL, BHU, ENERGOBUD Leszno głównie w pozycji usługi obce (w związku z realizacją umów przez podwykonawców) i wartość sprzedanych towarów oraz dodatkowymi kosztami na pozostałej działalności poniesionymi w wyniku transakcji między ENEA a ENEA Operator.

Wyłączenia transakcji pomiędzy segmentami

Wyłączenia pomiędzy segmentami w roku zakończonym 31 grudnia 2007 r. obejmowały głównie koszty nabycia energii elektrycznej przez ENEA od spółek Grupy w segmencie wytwarzania w kwocie 299,2 mln PLN, koszty dokonanych pomiędzy spółkami Grupy transakcji nabycia surowców oraz towarów w kwocie 57,0 mln PLN, koszty nabycia usług przez ENEA od pozostałych spółek Grupy w kwocie 84,0 mln PLN, koszty transakcji nabycia usług pomiędzy spółkami

Grupy (dokonanych przez spółki inne niż ENEA i ENEA Operator) w kwocie 79,5 mln PLN, a także koszty nabycia aktywów trwałych od spółek Grupy, głównie przez ENEA i ENEA Operator, w kwocie 163,5 mln PLN.

Wyłączenia pomiędzy segmentami w roku zakończonym 31 grudnia 2006 r. obejmowały głównie koszty nabycia energii elektrycznej przez ENEA od spółek Grupy w segmencie wytwarzania w kwocie 42,7 mln PLN, koszty dokonanych pomiędzy spółkami Grupy transakcji nabycia surowców oraz towarów w kwocie 79,9 mln PLN, koszty nabycia usług przez ENEA od pozostałych spółek Grupy w kwocie 83,9 mln PLN, koszty transakcji nabycia usług pomiędzy spółkami Grupy (dokonanych przez spółki inne niż ENEA i ENEA Operator) w kwocie 33,5 mln PLN, a także koszty nabycia aktywów trwałych, głównie przez ENEA i ENEA Operator, od spółek Grupy w kwocie 161,4 mln PLN.

Koszty działalności operacyjnej

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty			
Amortyzacja	(403.464)	(470.557)	16,6
Koszty świadczeń pracowniczych	(491.541)	(619.974)	26,1
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(170.194)	(467.631)	174,8
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(2.826.508)	(2.644.120)	(6,5)
Usługi przesyłowe	(958.135)	(806.395)	(15,8)
Inne usługi obce	(142.805)	(187.831)	31,5
Podatki i opłaty	(124.671)	(154.539)	24,0
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(13.421)	(7.149)	(46,7)
Pozostałe koszty operacyjne	(74.463)	(73.280)	(1,6)
Koszty działalności operacyjnej	**(5.205.202)**	**(5.431.476)**	**4,3**

Amortyzacja

Amortyzacja wzrosła o 67,1 mln PLN (16,6%) do 470,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 403,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost amortyzacji był głównie spowodowany uwzględnieniem kosztów amortyzacji środków trwałych Elektrowni Kozienice za okres dnia 10 października 2007 r. w wysokości 56,9 mln PLN.

Bez uwzględniania kosztów Elektrowni Kozienice, koszty amortyzacji wzrosły o 10,2 mln PLN (2,5%), do 413,6 mln PLN. Wzrost ten był głównie spowodowany wzrostem wartości majątku trwałego wynikającego z poniesionych nakładów inwestycyjnych w 2007 roku.

Koszty świadczeń pracowniczych

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(w tys. PLN)		*(%)*
Wynagrodzenia w tym:	(359.080)	(476.116)	32,6
Bieżące wynagrodzenia i pozostałe	*(338.509)*	*(432.782)*	*27,8*
Nagrody jubileuszowe	*(11.264)*	*(28.215)*	*150,5*
Odprawy emerytalne	*(9.307)*	*(15.119)*	*62,4*
Koszty ubezpieczeń społecznych	(132.461)	(143.858)	8,6
ZUS	*(63.311)*	*(77.468)*	*22,4*
Odpis na ZFŚS	-	*(16,060)*	-
Inne świadczenia społeczne	*(65.958)*	*(50,991)*	*(22,7)*
Pozostałe świadczenia po okresie zatrudnienia	*(3.192)*	*661*	-
Razem	**(491.541)**	**(619.974)**	**26,1**

Koszty świadczeń pracowniczych wzrosły o 128,5 mln PLN (26,1%) do 620,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 491,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost kosztów świadczeń pracowniczych w 2007 roku był w dużym stopniu spowodowany uwzględnieniem kosztów świadczeń pracowniczych Elektrowni Kozienice za okres od dnia 10 października 2007 r. w kwocie 44,6 mln PLN.

Bez uwzględniania kosztów Elektrowni Kozienice, koszty świadczeń pracowniczych wzrosły o 83,9 mln PLN (17,1%), do 575,4 mln PLN. Wzrost ten był głównie spowodowany wzrostem bieżącego wynagrodzenia i pozostałych o 72,1 mln PLN, który wynikał ze wzrostu średniej płacy zasadniczej, która wyniosła w 2007 roku 4.501,3 PLN i była wyższa w porównaniu do 2006 roku o 553,9 PLN (14,0%). Ponadto w związku z wydzieleniem działalności dystrybucyjnej ze struktur ENEA i przejęciem przez ENEA Operator znacznej części pracowników wypłacone zostały jednorazowe świadczenia, w wysokości 6,8 mln PLN, na podstawie porozumień zawartych ze związkami zawodowymi (w wyniku tych porozumień zagwarantowano ponadto pracownikom: (i) wzrost płacy zasadniczej dla każdego pracownika ENEA

Operator zatrudnionego uprzednio w ENEA o 150,00 PLN miesięcznie (w przypadku zatrudnienia na pełen etat), z wyłączeniem pracowników pobierających dodatek wyrównawczy; (ii) dwukrotne dokonanie odpisu na Zakładowy Fundusz świadczeń Socjalnych za lata, w których zostanie wypracowany przez ENEA Operator zysk w wysokości 1.000 PLN na jednego pracownika; (iii) dokonanie odpisu na fundusz nagród dla załogi w wysokości do 15% zysku pomniejszonego o odpis na Zakładowy Fundusz świadczeń Socjalnych, w przypadku wypracowania zysku przez ENEA Operator za pierwszy rok działalności). Jednocześnie, na poziom tych kosztów wpłynęło porozumienie zawarte przez Zarząd z organizacjami związkowymi działającymi w Grupie, które przewiduje wypłatę jednorazowego świadczenia pieniężnego w wysokości 14,5 mln PLN dla pracowników Grupy, którzy z różnych przyczyn nie są uprawnieni do otrzymania Akcji Pracowniczych. Na wzrost kosztów świadczeń pracowniczych miało również wpływ zwiększenie rezerwy z tytułu nagród jubileuszowych o 15,0 mln PLN (133,1%) i rezerwy na odprawy emerytalne o 4,2 mln PLN (45,4%) w wyniku sporządzonej na dzień 31 grudnia 2007 r. wyceny aktuarialnej. Podstawowym czynnikiem wzrostu rezerw z tytułu nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych był wzrost stopy przyrostu płac przyjętej w wycenie aktuarialnej do 6% w porównaniu do 3,5% na dzień 31 grudnia 2005 r. oraz 3,4% na dzień 31 grudnia 2006 r. Wzrost ten został częściowo zrównoważony spadkiem innych świadczeń pracowniczych o 7,9 mln PLN (11,5%); tj. kosztów kształcenia i dokształcania pracowników oraz uczestnictwa pracowników w spotkaniach, seminariach lub konferencjach, kosztów składek na Pracowniczy Program Emerytalny, kosztów ochrony zdrowia pracowników, kosztów świadczeń rzeczowych (odzież, sprzęt ochronny, posiłki regeneracyjne, środki czystości), kosztów dopłat do korzystania z ulgowej odpłatności za energię elektryczną oraz odpisów na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych.

Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów

Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wzrosła o 297,4 mln PLN (174,8%) do 467,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 170,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Bez uwzględnienia kosztów Elektrowni Kozienice za okres od dnia 10 października 2007 r. w wysokości 241,5 mln PLN zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wzrosła o 55,9 mln PLN (32,9%), do 226,1 mln PLN. Wzrost ten był głównie spowodowany zwiększeniem kosztów towarów i materiałów przez spółki zależne BHU i AUTO-STYL, z uwagi na zwiększenie skali działalności tych spółek.

Zakup energii na potrzeby sprzedaży

Zakup energii na potrzeby sprzedaży spadł o 182,4 mln PLN (6,5%) do 2.644,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2.826,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Bez uwzględnienia kosztów Elektrowni Kozienice za okres od dnia 10 października 2007 r. do 31 grudnia 2007 r. koszty zakupu spadły o 123,2 mln PLN do 2.703,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Zmniejszenie tych kosztów związane jest z spadkiem kosztów zakupu energii przez spółkę EnergoPartner o 247,0 mln PLN (82,0%), w związku z ograniczeniem skali działalności. Jednocześnie nastąpił wzrost kosztów zakupu energii przez ENEA o 162,1 mln PLN i był spowodowany wzrostem średniej ceny zakupu 1 MWh energii elektrycznej o 13,0 PLN (10,2%) do 139,5 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 126,5 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Usługi przesyłowe

Koszt usług przesyłowych spadł o 151,7 mln PLN (15,8%) do 806,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 958,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek kosztów usług przesyłowych był głównie spowodowany spadkiem średniej ceny przesyłu na skutek obniżenia opłaty systemowej o 8,6 PLN (19,4%) za 1 MWh z 44,2 PLN w roku 2006 do 35,7 PLN w roku 2007. Opłata systemowa była pobierana od odbiorców przez OSD na rzecz PSE Operator. Opłata była ustalona w taryfie PSE Operator i przeniesiona w konsekwencji do taryf spółek dystrybucyjnych. Stawka opłaty systemowej zwana stawką systemową była kalkulowana jako dwuskładnikowa z podziałem na: (i) składnik jakościowy stawki systemowej; oraz (ii) składnik wyrównawczy stawki systemowej. Zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT od dnia 1 kwietnia 2008 r. operatorzy systemów dystrybucyjnych zaprzestali pobierania składników wyrównawczych. Jednocześnie na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 13 marca 2008 r. zmieniającego dotychczasowe rozporządzenie taryfowe stawka systemowa jest nazywana obecnie stawką jakościową, skalkulowaną jako jednoskładnikowa.

W omawianym okresie średnia cena przesyłu 1 MWh energii elektrycznej spadła o 11,5 PLN, do 57,2 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 68,7 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. co wynika ze stawek zatwierdzonych przez Prezesa URE.

Inne usługi obce

Koszt innych usług obcych wzrósł o 45,0 mln PLN (31,5%) do 187,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 142,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost kosztów innych usług obcych był głównie

spowodowany uwzględnieniem kosztów usług obcych Elektrowni Kozienice za okres od dnia 10 października 2007 r. w wysokości 26,5 mln PLN.

Bez uwzględniania kosztów Elektrowni Kozienice, koszty usług obcych wzrosły o 18,6 mln PLN (13,0%), do 161,4 mln PLN. Wzrost ten był głównie spowodowany zwiększeniem kosztów usług obcych (takich jak usługi geodezyjne, transportowe, prace budowlano-montażowe) w spółce ENERGOBUD Leszno o 10,0 mln PLN, związanych z realizacją umów przez podwykonawców, co zrekompensowane zostało wzrostem przychodów. Ponadto w 2007 roku poniesione zostały koszty doradcze i prawne związane z wydzieleniem operatora systemu dystrybucyjnego oraz koszty przeprowadzenia procesu konsolidacji spółek zależnych.

Podatki i opłaty

Koszt podatków i opłat wzrósł o 29,9 mln PLN (24,0%) do 154,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 124,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost kosztów podatków i opłat był głównie spowodowany powstaniem obowiązku zapłaty podatku od czynności cywilnoprawnych w związku z wydzieleniem działalności dystrybucyjnej do ENEA Operator w wysokości 24,8 mln PLN oraz uwzględnieniem kosztów podatków i opłat Elektrowni Kozienice za okres od dnia 10 października 2007 r. w wysokości 16,8 mln PLN.

Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych

Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych zmniejszyła się o 6,3 mln PLN (47,0%) do 7,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 13,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Zmniejszenie straty na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych było głównie spowodowane niższym poziomem likwidowanych środków trwałych w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku.

Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne ukształtowały się w roku zakończonym 31 grudnia 2007 r. na zbliżonym poziomie w porównaniu do 2006 roku i wyniosły 73,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. i 74,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Zysk operacyjny

Zysk operacyjny spadł o 147,5 mln PLN (63,9%) do 83,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do 230,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Bez uwzględnienia zysku operacyjnego Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 r., zysk operacyjny spadł do 88,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., co stanowił spadek o 142,1 mln PLN (61,6%) w stosunku do zysku operacyjnego za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek zysku operacyjnego był głównie spowodowany spadkiem zysku na segmencie dystrybucji o 122,8 mln PLN na skutek obniżenia stawek usług dystrybucyjnych o 10,5%.

Przychody finansowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(w tys. PLN)		*(%)*
Przychody finansowe			
Odsetki od lokat	5.230	27.921	433,9
Odsetki za zwłokę (naliczone i otrzymane)	27.832	15.285	(45,1)
Rozwiązanie odpisu na odsetki należne	1.252	1.019	(18,6)
Pozostałe	325	757	132,9
Razem	**34.639**	**44.982**	**29,9**

Przychody finansowe wzrosły o 10,4 mln PLN (29,9%) do 45,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 34,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Bez uwzględniania przychodów finansowych Elektrowni Kozienice przychody finansowe spadły o 4, 5 mln PLN (12, 7%) do 30,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 34,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek przychodów finansowych był głównie spowodowany zmniejszeniem przychodów z tytułu naliczonych odsetek za zwłokę o 12,9 mln PLN (z tytułu przekroczenia terminu płatności za energię elektryczną i usługi dystrybucyjne). Na skutek ujednolicenia ewidencji księgowej w 2006 roku w zakresie naliczenia odsetek uwzględniono w przychodach finansowych jednorazową dodatkową kwotę naliczonych odsetek za zwłokę w wysokości 9,9 mln PLN. Ujednolicenie ewidencji księgowej w 2006 roku polegało na uwzględnieniu w 2006 roku w przychodach finansowych odsetek naliczonych za zwłokę przez wszystkie jednostki terenowe ENEA, podczas gdy w 2005 roku naliczone odsetki ewidencjonowane były tylko w jednej jednostce terenowej. Jednocześnie w 2007 roku uzyskano niższe otrzymane

odsetki za zwłokę o 4,3 mln PLN oraz wyższe wpływy z lokat o 12,4 mln PLN z powodu wyższego stanu środków pieniężnych.

Koszty finansowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	Zmiana
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty finansowe			
Koszty odsetek	(15.811)	(10.654)	(32,6)
Odsetki od kredytów bankowych	(4.339)	(8.961)	106,5
Odsetki od leasingu	-	(355)	-
Odsetki od nieterminowo regulowanych zobowiązań	(726)	(483)	(33,5)
Koszt utworzenia odpisu na odsetki należne	(10.746)	(855)	(92,0)
Koszt dyskonta zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych		(7.007)	-
Inne	-	(1.733)	-
Razem	**(15.811)**	**(19.394)**	**22,7**

Koszty finansowe wzrosły o 3,6 mln PLN (22,7%) do 19,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 15,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Bez uwzględniania kosztów finansowych Elektrowni Kozienice, koszty finansowe spadły o 4,4 mln PLN (27,8%) do 11,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 15,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Zysk przed opodatkowaniem

Zysk przed opodatkowaniem spadł o 140,5 mln PLN (56,3%) do 109,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 249,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Bez uwzględnienia zysku przed opodatkowaniem Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 r., zysk przed opodatkowaniem spadł do 107,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., co stanowiło spadek o 141,9 mln PLN (56,9%) w stosunku do zysku przed opodatkowaniem za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek zysku przed opodatkowaniem był głównie spowodowany spadkiem zysku operacyjnego, który został częściowo zrównoważony wzrostem zysku na działalności finansowej o 7,0 mln PLN w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r.

Podatek dochodowy

	Za rok zakończony 31 grudnia	
	2006	2007
	(zbadane)	(zbadane)
	(w tys. PLN)	
Podatek bieżący	(80.351)	(80.821)
Podatek odroczony	35.255	491.800
Korekta podatku za rok 2003 i 2004	-	1.614
Razem	**(45.096)**	**412.593**

Podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. zwiększa wynik finansowy netto o kwotę 412,6 mln PLN, w porównaniu do rozpoznanego za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. podatku, który zmniejszał wynik o 45,1 mln PLN. W 2007 roku wysokość podatku dochodowego wynikała głównie z rozwiązania rezerwy na podatek odroczony w wysokości 428,6 mln PLN, która w zasadniczej części jest związana z wniesieniem przez ENEA w drodze aportu zorganizowanej części przedsiębiorstwa do ENEA Operator z dniem 30 czerwca 2007 r., w wyniku czego wartość podatkowa środków trwałych wzrosła o 2.256 mln PLN.

Zysk netto

Zysk netto wzrósł o 317,3 mln PLN (155,2%) do 521,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 204,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost zysku netto był spowodowany głównie rozwiązaniem rezerwy na podatek odroczony w wysokości 428,6 mln PLN.

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej wzrósł o 317,9 mln PLN (156,1%) do 521,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 203,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost zysku netto przypadającego na akcjonariuszy jednostki dominującej był spowodowany wzrostem zysku netto.

Zysk netto przypadający na udziały mniejszości

Zysk netto przypadający na udziały mniejszości spadł o 0,6 mln PLN (75,0%) do 0,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 0,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek zysku netto przypadającego na udziały mniejszości był głównie spowodowany spadkiem wyniku finansowego netto spółki zależnej BHU, w której ENEA posiada 87,97% akcji.

Wyniki działalności Elektrowni Kozienice

Poniższa tabela przedstawia wybrane pozycje z rachunku zysków i strat Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku, które pochodzą ze Zbadanego Jednostkowego Sprawozdania Finansowego Elektrowni Kozienice.

Tabela przedstawia także wyniki działalności Elektrowni Kozienice jako procent przychodów lub procent kosztów, zależnie od okoliczności, dla wskazanych okresów.

	Za rok zakończony 31 grudnia					
	2006		**2007**		**2008**	
	(zbadane)		**(zbadane)**		**(zbadane)**	
	(w tys. PLN)	*(% przychodu / % kosztów)*	*(w tys. PLN)*	*(% przychodu / % kosztów)*	*(w tys. PLN)*	*(% przychodu / % kosztów)*
Przychody						
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	2.078.363	109,6	1.892.787	112,4	1.948.586	112,1
Podatek akcyzowy	(246.765)	(13,0)	(229.718)	(13,6)	(218.222)	(12,6)
Przychody ze sprzedaży netto	**1.831.598**	**96,6**	**1.663.069**	**98,8**	**1.730.364**	**99,5**
Pozostałe przychody operacyjne	63.950	3,4	20.988	1,2	8.100	0,5
Przychody operacyjne razem	**1.895.548**	**100,0**	**1.684.057**	**100,0**	**1.738.464**	**100,0**
Koszty operacyjne						
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych	(212.555)	(11,5)	(224.485)	(13,5)	(226.654)	(13,5)
Wynagrodzenia i świadczenia pracownicze	(184.502)	(9,9)	(202.264)	(12,2)	(200.155)	(11,9)
Zużycie materiałów i energii	(989.067)	(53,4)	(1.010.470)	(60,7)	(1.056.852)	(62,8)
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(234.460)	(12,7)	(49.106)	(3,0)	(1.191)	(0,1)
Usługi przesyłowe	(2.699)	(0,1)	(3.264)	(0,2)	(2.432)	(0,1)
Inne usługi obce	(116.074)	(6,3)	(95.438)	(5,7)	(122.337)	(7,3)
Podatki i opłaty	(72.435)	(3,9)	(61.600)	(3,7)	(55.882)	(3,3)
Zysk/Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(968)	(0,1)	(2.368)	(0,1)	304	0,0
Pozostałe koszty operacyjne	(39.888)	(2,1)	(15.148)	(0,9)	(16.989)	(1,0)
Koszty operacyjne razem	**(1.852.648)**	**(100,0)**	**(1.664.143)**	**(100,0)**	**(1.682.188)**	**(100,0)**
Zysk z działalności operacyjnej	**42.900**	**2,3**	**19.914**	**1,2**	**56.276**	**3,2**
Przychody finansowe	27.059	1,4	44.313	2,6	27.079	1,6
Koszty finansowe	(32.543)	(1,8)	(26.885)	(1,6)	(34.355)	(2,0)
Zysk przed opodatkowaniem	**37.415**	**2,0**	**37.342**	**2,2**	**49.000**	**2,8**
Podatek dochodowy	(7.788)	(0,4)	(6.300)	(0,4)	(12.926)	(0,7)
Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku	**29.627**	**1,6**	**31.042**	**1,8**	**36.074**	**2,1**
Wpłata z zysku na rzecz Skarbu Państwa	(11.649)	(0,6)	(17.771)	(1,1)	-	-
Zysk netto po uwzględnieniu obowiązkowej wpłaty z zysku	**17.978**	**0,9**	**13.271**	**0,8**	**36.074**	**2,1**

Wyjaśnienie podstawowych pozycji rachunku zysków i strat

Dla celów poniższego omówienia wyników działalności Elektrowni Kozienice, kluczowe pozycje rachunku zysków i strat obejmują:

Przychody

Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży obejmują:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, które zawierają przychody uzyskiwane w ramach koncesji na wytwarzanie, natomiast przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach posiadanej przez Elektrownię Kozienice koncesji na obrót są ujmowane w 2006 i 2007 roku w przychodach ze sprzedaży towarów, a w 2008 roku w przychodach ze sprzedaży energii elektrycznej;
- przychody ze sprzedaży ciepła;

- przychody ze sprzedaży towarów i materiałów, w tym w 2006 i 2007 roku ze sprzedaży energii elektrycznej zakupionej w celu odsprzedaży w ramach koncesji na obrót;
- przychody ze sprzedaży usług, w tym usług transportowych oraz przemysłowych świadczonych przez wydziały pomocnicze Elektrowni na rzecz osób trzecich, w szczególności realizujących usługi remontowe i modernizacyjne dla Elektrowni;
- przychody z tytułu kosztów osieroconych; oraz
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia energii.

Podatek akcyzowy

Zgodnie z zasadami naliczania podatku akcyzowego, podatek ten jest w całości związany ze sprzedażą energii elektrycznej z produkcji własnej w ramach koncesji na wytwarzanie (zob. Rozdział „*Otoczenie regulacyjne*" - „*Opodatkowanie produktów energetycznych*").

Przychody z pozostałej działalności operacyjnej

Przychody z pozostałej działalności operacyjnej obejmują zarachowanie należności z tytułu reklamacji, kar i odszkodowań, rozwiązanie niewykorzystanych odpisów aktualizacyjnych, otrzymane odszkodowania, zwrot kosztów postępowań sądowych oraz pozostałe przychody. Dodatkowo w sprawozdaniach za lata 2006 i 2007 obejmowały nadwyżki inwentaryzacyjne, które w sprawozdaniu za 2008 rok pomniejszają koszty zużycia materiałów i energii.

Koszty

Amortyzacja

Koszty amortyzacji obejmują przede wszystkim koszty amortyzacji środków trwałych, w tym przede wszystkim aktywów wytwórczych Elektrowni Kozienice. Środki trwałe są amortyzowane metodą liniową przez okres użytkowania przy uwzględnieniu przewidywanej przy likwidacji ceny sprzedaży netto pozostałości danego środka trwałego.

Koszty świadczeń pracowniczych

Koszty świadczeń pracowniczych obejmują koszty wynagrodzeń (w tym wynagrodzenia bieżące, nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne) oraz koszty składek na ubezpieczenie społeczne pracowników oraz pozostałych świadczeń pracowniczych.

Zużycie materiałów i energii

Koszty zużycia materiałów i energii obejmują koszty zużycia paliw (węgla kamiennego, mazutu, biomasy), oraz innych materiałów (w tym mączki wapiennej do odsiarczania spalin, paliw napędowych oraz części zamiennych), a także koszty zakupu energii elektrycznej na rynku bilansującym na realizację kontraktów w ramach koncesji na wytwarzanie oraz w niewielkim stopniu koszty zakupu energii elektrycznej na rynku bilansującym zużytej na potrzeby własne. W 2008 roku koszty zużycia materiałów i energii obejmują również wartość zakupionej energii na potrzeby sprzedaży w ramach koncesji na obrót energią elektryczną, a pomniejszone są o nadwyżki inwentaryzacyjne.

Wartość sprzedanych towarów i materiałów

Wartość sprzedanych towarów i materiałów obejmuje wartość sprzedanych materiałów, gipsu, złomu i odpadów, a w 2006 i 2007 roku wartość zakupionej energii na potrzeby sprzedaży w ramach koncesji na obrót energią elektryczną.

Usługi przesyłowe

Koszty usług przesyłowych obejmują koszty przesyłu energii elektrycznej ponoszone przez Elektrownię Kozienice na mocy umowy zawartej z PSE Operator.

Inne usługi obce

Koszty innych usług obcych obejmują koszty transportu paliwa produkcyjnego oraz koszty innych usług obcych w tym usług remontowych, budowlanych, telekomunikacyjnych, informatycznych oraz doradczych.

Podatki i opłaty

Koszty podatków i opłat obejmują opłaty z tytułu korzystania ze środowiska naturalnego, podatki od nieruchomości oraz inne podatki związane z działalnością operacyjną Elektrowni Kozienice, za wyjątkiem podatku akcyzowego, podatku dochodowego, a także podatku od towarów i usług, z wyjątkiem podatku od towarów i usług niepodlegającemu odliczeniu.

Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne obejmują utworzenie rezerw, odpisy aktualizujące wartość należności handlowych, straty na sprzedaży i likwidacji środków trwałych, koszty działalności socjalnej, koszty sądowe i egzekucyjne, koszty usuwania szkód, odpisy aktualizujące wartość zapasów oraz inne koszty, w tym rezerwy na dopłaty do energii elektrycznej dla przyszłych emerytów i rezerwy na inne zobowiązania.

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy obejmuje część bieżącą i część odroczoną. Część bieżąca obejmuje zobowiązania podatkowe z tytułu dochodu osiągniętego za dany rok obrotowy oraz korekty podatku dochodowego dotyczące lat ubiegłych. Podatek odroczony jest wyliczany w oparciu o różnice przejściowe pomiędzy wartością aktywów i zobowiązań szacowaną dla celów bilansowych, a ich wartością szacowaną dla celów podatkowych. W analizowanym okresie stawka podatku dochodowego pozostawała na niezmienionym poziomie wynosząc 19%.

Rok zakończony 31 grudnia 2008 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2007 r.

Poniższa tabela przedstawia wybrane pozycje z rachunku zysków i strat Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2007 i 2008 r., które pochodzą ze Zbadanego Jednostkowego Sprawozdania Finansowego

Tabela przedstawia także zmiany procentowe w poszczególnych pozycjach, które zaszły pomiędzy tymi okresami.

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	**2008**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Przychody			
Przychody ze sprzedaży	1.892.787	1.948.586	2,9
Podatek akcyzowy	(229.718)	(218.222)	(5,0)
Przychody ze sprzedaży netto	**1.663.069**	**1.730.364**	**4,0**
Pozostałe przychody operacyjne	20.988	8.100	(61,4)
Przychody operacyjne razem	**1.684.057**	**1.738.464**	**3,2**
Koszty			
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych	(224.485)	(226.654)	1,0
Wynagrodzenia i świadczenia pracownicze	(202.264)	(200.155)	(1,0)
Zużycie materiałów i energii	(1.010.470)	(1.056.851)	4,6
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(49.106)	(1.192)	(97,6)
Usługi przesyłowe	(3.264)	(2.432)	(25,5)
Inne usługi obce	(95.438)	(122.337)	28,2
Podatki i opłaty	(61.600)	(55.882)	(9,3)
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(2.368)	304	(112,8)
Pozostałe koszty operacyjne	(15.148)	(16.989)	12,2
Koszty operacyjne razem	**(1.664.143)**	**(1.682.188)**	**1,1**
Zysk z działalności operacyjnej	**19.914**	**56.276**	**182,6**
Przychody finansowe	44.313	27.079	(38,9)
Koszty finansowe	(26.885)	(34.355)	27,8
Zysk przed opodatkowaniem	**37.342**	**49.000**	**31,2**
Podatek dochodowy	(6.300)	(12.926)	105,2
Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku	**31.042**	**36.074**	**16,2**
Wpłata z zysku na rzecz Skarbu Państwa	(17.771)		
Zysk netto po uwzględnieniu obowiązkowej wpłaty z zysku	**13.271**	**36.074**	**171,8**

Przychody z działalności operacyjnej

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	**2008**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
Przychody ze sprzedaży	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Przychody ze sprzedaży energii	1.817.733	1.810.776	(0,4)

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
Przychody ze sprzedaży	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Przychody ze sprzedaży ciepła	7.451	6.298	(15,5)
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	63.579	6.322	(90,1)
Przychody ze sprzedaży usług	4.024	4.537	12,8
Przychody ze sprzedaży z tytułu świadectw pochodzenia		39.677	-
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych		80.976	-
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	**1.892.787**	**1.948.586**	**2,9**
Podatek akcyzowy	(229.718)	(218.222)	(5,0)
Przychody ze sprzedaży netto	**1.663.069**	**1.730.364**	**4,0**

Przychody ze sprzedaży z akcyzą

Przychody ze sprzedaży z akcyzą wzrosły o 55,8 mln PLN (2,9%) do 1 948,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 1 892,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost ten był spowodowany głównie rozpoznaniem przychodów z tytułu świadectw pochodzenia oraz otrzymania rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych.

Podatek akcyzowy

Podatek akcyzowy obniżył się o 11,5 mln PLN (5,0%) za rok zakończony 31 grudnia 2008 r. do 218,2 mln PLN, w porównaniu do 229,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek ten wynikał ze zmniejszenia sprzedaży energii elektrycznej z własnej produkcji, od której naliczana jest akcyza o 0,6 TWh (5,0%) do 10,9 TWh za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 11,5 TWh za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Stawka podatku akcyzowego pozostawała w analizowanym okresie na niezmienionym poziome i wynosiła 20 PLN za 1 MWh energii elektrycznej.

Przychody ze sprzedaży netto

Przychody ze sprzedaży netto wzrosły o 67,3 mln PLN (4,0%) do 1 730,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 1 663,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost był spowodowany rozpoznaniem przychodów z tytułu świadectw pochodzenia oraz otrzymaniem rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych.

Przychody ze sprzedaży energii

Poniżej zostały zamieszczone wybrane informacje na temat ilości wytworzonej oraz sprzedanej energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie, a także średnie ceny uzyskiwane ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie za lata zakończone 31 grudnia 2007 oraz 2008 roku.

	Za rok zakończony 31 grudnia	
	2007	2008
Produkcja brutto (TWh)	12,4	11,8
Sprzedaż energii (TWh)	13,1	11,7
Średnia cena 1 MWh energii (PLN) z RUS	138,3	154,2
Średnia cena 1 MWh energii w ramach KDT (PLN) bez RUS	148,9	172,6
Średnia cena 1 MWh energii bez KDT (PLN) z RUS	133,0	152,9
Średnia cena 1 MWh energii bez RUS i KDT	125,1	146,5
Średnia cena 1 MWh energii bez RUS, KDT i rynku bilansującego	125,2	144,1

Różnica pomiędzy ilością energii wytworzonej a energii sprzedanej w ramach koncesji na wytwarzanie wynika z dokonywanych zakupów i sprzedaży energii elektrycznej na rynku bilansującym. Zakupy na rynku bilansującym za lata zakończone 31 grudnia 2007 oraz 2008 roku wyniosły odpowiednio, 1,7 TWh oraz 0,8 TWh, podczas gdy sprzedaż energii na rynku bilansującym wyniosła w tych latach, odpowiednio, 0,2 TWh oraz 0,5 TWh.

Przychody ze sprzedaży energii z akcyzą spadły o 7,0 mln PLN (0,4%) do 1 810,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 1 817,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek był spowodowany przede wszystkim spadkiem przychodów w ramach KDT wynikającym z przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych oraz brakiem przychodów z tytułu sprzedaży energii poprzez POEE i TGE, przy jednocześnie osiągniętych wyższych przychodach w ramach Kontraktów bilateralnych. Należy zaznaczyć, że w 2007 roku przychody w ramach obrotu energią elektryczną były rozpoznawane w Sprawozdaniu Finansowym w pozycji przychody ze sprzedaży towarów i materiałów, natomiast w 2008 roku znajdują się w przychodach ze sprzedaży energii.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej netto (po odliczeniu podatku akcyzowego) wzrosły o 4,5 mln PLN (0,3%) do 1 592,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 1 588,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost ten wystąpił w efekcie osiągnięcia wyższych przychodów w ramach Kontraktów bilateralnych i

pomimo spadku przychodów w ramach KDT - wynikającego z przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych oraz braku sprzedaży energii poprzez POEE i TGE.

Poniższa tabela prezentuje strukturę przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie (z akcyzą) w podziale na rynki, na jakich energia była sprzedawana za lata zakończone 31 grudnia 2008 oraz 31 grudnia 2007 r.

	Za rok zakończony 31 grudnia					
	2007			2008		
	Przychody ze sprzedaży	Udział w przychodach	Sprzedaż energii	Przychody ze sprzedaży	Udział w przychodach	Sprzedaż energii
	(w tys. PLN)	*(%)*	*(GWh)*	*(w tys. PLN)*	*(%)*	*(GWh)*
Przychody ze sprzedaży energii w tym:	**1.817.733**	**100,0**	**13.143,8**	**1.806.908***	**100,0**	**11.718,8**
KDT	654.040	36,0	4.393,9	133.908	7,4	775,9
Kontrakty bilateralne	948.420	52,2	7.539,4	1.500.392	83,0	10.408,9
Rynek bilansujący	28.969	1,6	234,1	102.542	5,7	533,1
POEE i TGE	117.378	6,4	975,4	0,0	0,0	0,0
Regulacyjne usługi systemowe	68.791	3,8	-	69.942	3,9	0,0
Drobni odbiorcy	135	0,0	1,0	124	0,0	0,9

*przychody ze sprzedaży energii nie zawierają przychodów z tytułu obrotu energią elektryczną

Przychody ze sprzedaży ciepła

Przychody ze sprzedaży ciepła w każdym z lat zakończonych 31 grudnia 2008 r. i 31 grudnia 2007 r. stanowiły jedynie niewielką część przychodów ze sprzedaży stanowiąc około 0,4% łącznej kwoty przychodów ze sprzedaży netto. Podstawowym odbiorcą ciepła jest przedsiębiorstwo ogrodnicze zlokalizowane w pobliżu Elektrowni Kozienice, które wykorzystuje ciepło do ogrzewania szklarni.

Przychody ze sprzedaży ciepła uległy zmniejszeniu o 1,2 mln PLN (16%) do 6,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 7,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek ten wynikał przede wszystkim z mniejszej ilości sprzedaży ciepła w 2008 roku w porównaniu do roku 2007. Średnia cena 1 GJ ciepła wzrosła w 2008 roku o 6,7% w stosunku do roku 2007 i wyniosła 18,50 PLN w 2008 roku, w porównaniu do 17,34 PLN w 2007 roku.

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów spadły o 57,3 mln PLN (90,1%) do 6,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 63,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spowodowane to było faktem, że w 2007 roku przychody w ramach obrotu energią elektryczną były rozpoznawane w Sprawozdaniu Finansowym w pozycji przychody ze sprzedaży towarów i materiałów, natomiast w 2008 roku znajdują się w przychodach ze sprzedaży energii. Jednocześnie w 2008 roku zwiększyły się przychody ze sprzedaży złomu i odpadów oraz przychody ze sprzedaży gipsu.

Przychody ze sprzedaży usług

Przychody ze sprzedaży usług wzrosły o 0,5 mln PLN (12,8%) do 4,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 4,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost ten wynikał z większego zakresu niektórych świadczonych usług.

Pozostałe przychody operacyjne

Pozostałe przychody operacyjne spadły o 12,9 mln PLN (61,4%) do 8,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 21,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek ten był spowodowany przede wszystkim rozpoznaniem w Sprawozdaniu Finansowym za 2007 rok nadwyżek inwentaryzacyjnych w pozostałych przychodach operacyjnych, natomiast w 2008 roku powyższe nadwyżki rozpoznane zostały jako pozycja zmniejszająca koszty zużycia materiałów i energii.

Koszty operacyjne

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty			
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych	(224.485)	(226.654)	1,0
Wynagrodzenia i świadczenia pracownicze	(202.264)	(200.155)	(1,0)

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Zużycie materiałów i energii	(1.010.470)	(1.056.851)	4,6
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(49.106)	(1.192)	(97,6)
Usługi przesyłowe	(3.264)	(2.432)	(25,5)
Inne usługi obce	(95.438)	(122.337)	28,2
Podatki i opłaty	(61.600)	(55.882)	(9,3)
Zysk/Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(2.368)	304	(112,8)
Pozostałe koszty operacyjne	(15.148)	(16.989)	12,2
Koszty operacyjne razem	**(1.664.143)**	**(1.682.188)**	**1,1**

Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych

Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych wzrosła o 2,1 mln PLN (1,0%) do 226,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 224,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost poziomu amortyzacji w 2008 roku wynikał głównie z faktu oddania do użytkowania w lutym 2007 roku Instalacji Odsiarczania Spalin II (IOS II) dla bloków 200 MW i w związku z tym naliczaniem amortyzacji przez niepełny rok 2007 od środków związanych z IOS II, podczas gdy w 2008 roku wspomniana instalacja była amortyzowana przez pełny rok. Ponadto koszty z tytułu amortyzacji wzrosły w wyniku przeprowadzonych inwestycji dotyczących elektrofiltrów na blokach 1 i 6.

Wynagrodzenia i inne świadczenia pracownicze

Poniższa tabela przedstawia koszty świadczeń pracowniczych w rozbiciu na poszczególne rodzaje świadczeń za lata zakończone 31 grudnia 2007 oraz 2008 roku.

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Wynagrodzenia w tym:	(149.997)	(140.033)	(6,6)
Bieżące wynagrodzenia	*(135.228)*	*(140.748)*	4,1
Nagrody jubileuszowe	*(9.609)*	*1.907*	(119,8)
Odprawy emerytalne	*(5.160)*	*(1.192)*	(76,9)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(52.267)	(60.122)	15,0
Świadczenia pracownicze razem	**(202.264)**	**(200.155)**	**(1,0)**

Koszty świadczeń pracowniczych spadły o 2,1 mln PLN (1,0%) do 200,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 202,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek ten był spowodowany przede wszystkim zmniejszeniem kosztów z tytułu nagród jubileuszowych o 11,5 mln PLN i odpraw emerytalnych o 4,0 mln PLN. Jednocześnie spadek ten został ograniczony wzrostem bieżących wynagrodzeń o 5,5 mln PLN (4,1%) oraz wzrostem odpisu na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych o 7,6 mln PLN. Wzrost bieżących wynagrodzeń był spowodowany wzrostem przeciętnego zatrudnienia o 37 osób oraz średniego miesięcznego wynagrodzenia bieżącego, które wzrosło o 119,1 PLN (11,4 %) do 5.003,8 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 4.884,7 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r.

Zużycie materiałów i energii

Zużycie materiałów i energii	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty zużycia materiałów, w tym	(866.603)	(969.634)	11,9
Węgiel kamienny	*(829.730)*	*(881.539)*	*6,2*
Mazut	*(7.329)*	*(10.366)*	*41,4*
Biomasa	*(394)*	*(30.619)*	*7.671,3*
Pozostałe	*(29.150)*	*(47.110)*	*61,6*
Koszty zużytej energii, w tym:	(143.867)	(87.217)	(39,4)
Koszty nabycia energii na rynku bilansującym	*(143.585)*	*(84.728)*	*(41,0)*
Koszty zużycia energii na potrzeby własne	*(141)*	*(155)*	*9,9*
Pozostałe	*(141)*	*(2.334)*	*1.555,3*
Koszty materiałów i energii razem	**(1.010.470)**	**(1.056.851)**	**4,6**

Koszty zużycia materiałów i energii pracowniczych wzrosły o 46,4 mln PLN (4,6%) do 1.056,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 1.010,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost ten był spowodowany zwiększeniem kosztów zużytego węgla o 51,8 mln PLN (6,2%), co wynikało ze wzrostu cen węgla, ale

jednocześnie wzrost ten został ograniczony zanotowaną nadwyżką inwentaryzacyjną węgla (nadwyżka inwentaryzacyjna węgla zanotowana w 2007 roku została ujęta w pozostałych przychodach operacyjnych). Wzrost kosztów zużycia biomasy o 30,2 mln PLN (większe spalanie biomasy ograniczyło wzrost kosztów zużycia węgla) wynikało z faktu, że w 2008 roku instalacja współspalania biomasy pracowała pełny rok, podczas gdy w 2007 roku instalacja ta była oddawana dopiero do eksploatacji i pracowała niepełny rok. Wzrost pozostałych kosztów zużycia materiałów spowodowany był przede wszystkim utworzeniem rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO_2.

Wzrost zużycia materiałów i energii został ograniczony w wyniku zanotowania niższych kosztów nabycia energii na rynku bilansującym, co miało związek z mniejszą sprzedażą energii elektrycznej w 2008 roku w porównaniu do 2007 roku. Wzrost pozostałych kosztów zużytej energii wynikał z ujęcia w 2008 roku kosztów zakupionej energii na potrzeby sprzedaży w ramach obrotu w wysokości 2,2 mln PLN (w 2007 roku koszty ujęte były w pozycji wartość sprzedanych towarów i materiałów)

Poniższa tabela przedstawia szczegółowe informacje na temat zużytej ilości węgla kamiennego oraz jednostkowej ceny zakupu węgla kamiennego za lata zakończone 31 grudnia 2008 r. oraz 31 grudnia 2007 r.

	Za rok zakończony 31 grudnia	
	2007	**2008**
Ilość zużytego węgla kamiennego (mln ton)	5,15	4,89
Średnia cena 1 tony węgla kamiennego w zużyciu (bez uwzgl. nadwyżki)	161,0	184,63

Koszty zużycia paliw wzrosły o 85 mln PLN (10,2%) do 922,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 837,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost ten był spowodowany przede wszystkim wzrostem ceny węgla.

Wartość sprzedanych towarów i materiałów

Wartość sprzedanych towarów i materiałów spadła o 47,9 mln PLN (97,6%) do 1,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 49,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek ten wynikał z ujmowania w 2007 roku w tej pozycji wartości zakupionej energii na potrzeby sprzedaży w ramach obrotu (48,5 mln PLN).

Usługi przesyłowe

Koszty usług przesyłowych spadły o 0,8 mln PLN (25,5%) do 2,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 3,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek ten był spowodowany mniejszą w 2008 roku ilością sprzedanej energii elektrycznej, która podlega opłacie przesyłowej.

Inne usługi obce

Koszty innych usług wzrosły o 26,9 mln PLN (28,2%) do 122,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 95,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost ten był spowodowany przede wszystkim wzrostem kosztów usług remontowych oraz usług doradztwa, konsultingowych i prawnych.

Podatki i opłaty

Koszty podatków i opłat spadły o 5,7 mln PLN (9,3%) do 55,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 61,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek ten był spowodowany przede wszystkim spadkiem opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska w związku z mniejszą produkcją energii elektrycznej.

Zysk/Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych

Za rok zakończony 31 grudnia 2008 r. zanotowano zysk na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych w wysokości 0,3 mln PLN w porównaniu do straty w wysokości 2,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Zysk ten był spowodowany sprzedażą i likwidacją w 2008 roku środków trwałych o większej wartości niż w 2007 r.

Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne wzrosły o 1,9 mln PLN (12,2%) do 17 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 15,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost ten był spowodowany przede wszystkim wzrostem kosztów usuwania szkód losowych.

Zysk z działalności operacyjnej

Zysk z działalności operacyjnej wzrósł o 36,4 mln PLN (182,6%) do 56,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 19,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost ten był spowodowany głównie zwiększeniem przychodów, w tym przede wszystkim zanotowaniem w 2008 roku przychodów z tytułu kosztów osieroconych, których nie odnotowano w 2007 roku.

Marża zysku na działalności operacyjnej (stosunek zysku na działalności operacyjnej do przychodów operacyjnych razem) wzrosła z 1,2% za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do 3,2% za rok zakończony 31 grudnia 2008 r.

Przychody finansowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
Przychody finansowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Odsetki za zwłokę	2.635	1.389	(41,3)
Odsetki od lokat	15.387	15.940	3,6
Pozostałe odsetki	11.594	7.200	(37,9)
Dywidendy i udziały w zyskach	1.212	443	(63,4)
Pozostałe	13.485	2.107	(84,4)
Przychody finansowe razem	**44.313**	**27.079**	**(38,9)**

Przychody finansowe spadły o 17,2 mln PLN (63,8%) do 27,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 44,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek przychodów finansowych głównie wynikał z niższych o 11,4 mln PLN pozostałych przychodów finansowych, w tym głównie braku w 2008 roku przychodów z tytułu różnic kursowych i zysku ze sprzedaży instrumentów finansowych. Ponadto odnotowano spadek o 4,4 mln PLN innych przychodów odsetkowych (głównie z tytułu odsetek od papierów wartościowych) oraz o 1,2 mln PLN odsetek za zwłokę.

Koszty finansowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2007	2008	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
Koszty finansowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Koszty odsetek	(25.156)	(13.854)	(44,9)
Inne	(1.729)	(20.501)	1.085,7
Koszty finansowe razem	**(26.885)**	**34.355**	**27,9**

Koszty finansowe wzrosły o 7,5 mln PLN (27,9%) do 34,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 26,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost kosztów finansowych był spowodowany głównie zanotowaniem w 2008 roku kosztów z tytułu ujemnych różnic kursowych (14 mln PLN) w związku ze słabnącym kursem złotówki oraz kosztów dyskonta zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych (5,9 mln PLN). Wzrost kosztów został ograniczony w wyniku mniejszych kosztów odsetek od kredytów bankowych o 12,5 mln PLN, co wynikało ze wcześniejszej spłaty części kredytów.

Zysk przed opodatkowaniem

Zysk przed opodatkowaniem wzrósł o 11,7 mln PLN (31,2%) za rok zakończony 31 grudnia 2008 r. do 49,0 mln PLN, w porównaniu do 37,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Mniejszy wzrost zysku przed opodatkowaniem w porównaniu do znaczącego wzrostu zysku operacyjnego był efektem uzyskania ujemnego wyniku z działalności finansowej za rok zakończony 31 grudnia 2008 r. w wysokości 7,3 mln PLN w porównaniu do dodatniego wyniku z działalności finansowej za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w wysokości 17,4 mln PLN, na co największy wpływ miało odnotowanie w 2008 roku kosztów z tytułu różnic kursowych, podczas gdy z tego tytułu w 2007 roku zanotowano przychody.

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy wzrósł o 6,6 mln PLN (105,2%) do 12,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 6,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Mniejszy podatek dochodowy w 2007 roku wynikał głównie z rozpoznania aktywa z tytułu podatku odroczonego w wysokości 16,4 mln PLN, podczas gdy w 2008 roku z tego tytułu podatek został zwiększony o kwotę 6,4 mln PLN.

Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku

Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku wzrósł o 5,1 mln PLN (16,2%) do 36,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r., w porównaniu do 31,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost zysku netto wynikał przede wszystkim ze wzrostu zysku z działalności operacyjnej.

Rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r.

Poniższa tabela przedstawia wybrane pozycje z rachunku zysków i strat Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2006 i 2007 r., które pochodzą ze Zbadanego Jednostkowego Sprawozdania Finansowego.

Tabela przedstawia także zmiany procentowe w poszczególnych pozycjach, które zaszły pomiędzy tymi okresami.

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Przychody			
Przychody ze sprzedaży	2.078.363	1.892.787	(8,9)
Podatek akcyzowy	(246.765)	(229.718)	(6,9)
Przychody ze sprzedaży netto	**1.831.598**	**1.663.069**	**(9,2)**
Pozostałe przychody operacyjne	63.950	20.988	(67,2)
Przychody operacyjne razem	**1.895.548**	**1.684.057**	**(11,2)**
Koszty			
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych	(212.555)	(224.485)	5,6
Wynagrodzenia i świadczenia pracownicze	(184.502)	(202.264)	9,6
Zużycie materiałów i energii	(989.067)	(1.010.470)	2,2
Wartość sprzedanych towarów	(234.460)	(49.106)	(79,1)
Usługi przesyłowe	(2.699)	(3.264)	20,9
Inne usługi obce	(116.074)	(95.438)	(17,8)
Podatki i opłaty	(72.435)	(61.600)	(15,0)
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(968)	(2.368)	144,6
Pozostałe koszty operacyjne	(39.888)	(15.148)	(62)
Koszty operacyjne razem	**(1.852.648)**	**(1.664.143)**	**(10,2)**
Zysk z działalności operacyjnej	**42.900**	**19.914**	**(53,6)**
Przychody finansowe	27.059	44.313	63,8
Koszty finansowe	(32.543)	(26.885)	(17,4)
Zysk przed opodatkowaniem	**37.415**	**37.342**	**(0,2)**
Podatek dochodowy	(7.788)	(6.300)	(19,1)
Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku	**29.627**	**31.042**	**4,8**
Wpłata z zysku na rzecz Skarbu Państwa	(11.649)	(17.771)	52,6
Zysk netto po uwzględnieniu obowiązkowej wpłaty z zysku	**17.978**	**13.271**	**(26,2)**

Przychody z działalności operacyjnej

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
Przychody ze sprzedaży	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Przychody ze sprzedaży energii	1.829.322	1.817.733	(0,6)
Przychody ze sprzedaży ciepła	6.346	7.451	17,4
Przychody ze sprzedaży towarów	238.441	63.579	(73,3)
Przychody ze sprzedaży usług	4.254	4.024	(5,4)
Przychody ze sprzedaży z akcyzą	**2.078.363**	**1.892.787**	**(8,9)**
Podatek akcyzowy	(246.765)	(229.718)	(6,9)
Przychody ze sprzedaży netto	**1.831.598**	**1.663.069**	**(9,2)**

Przychody ze sprzedaży z akcyzą

Przychody ze sprzedaży z akcyzą spadły o 185,6 mln PLN (8,9%) do 1.892,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2.078,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten był spowodowany głównie spadkiem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na obrót o 175,6 mln PLN (ujętych w pozycji przychody ze sprzedaży towarów) oraz spadku o 11,6 mln PLN przychodów ze sprzedaży energii w ramach koncesji na wytwarzanie (ujętych w pozycji przychody ze sprzedaży energii), który został w niewielkim stopniu zmniejszony zwiększonymi przychodami ze sprzedaży ciepła o 1,1 mln PLN.

Podatek akcyzowy

Podatek akcyzowy obniżył się o 17,0 mln PLN (6,9%) za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do 229,7 mln PLN, w porównaniu do 246,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten wynikał ze zmniejszenia się sprzedaży energii elektrycznej z własnej produkcji, od której naliczana jest akcyza o 0,85 TWh (6,9%) do 11,5 TWh za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 12,3 TWh za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Stawka podatku akcyzowego pozostawała w analizowanym okresie na niezmienionym poziome i wynosiła 20 PLN za 1 MWh energii elektrycznej.

Przychody ze sprzedaży netto

Przychody ze sprzedaży netto spadły o 168,5 (9,2%) do 1.663,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 1.831,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek był spowodowany spadkiem przychodów ze sprzedaży z akcyzą, które zostały w niewielkim stopniu zrównoważone spadkiem podatku akcyzowego.

Przychody ze sprzedaży energii

Poniżej zostały zamieszczone wybrane informacje na temat ilości wytworzonej oraz sprzedanej energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie, a także średnie ceny uzyskiwane ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie za lata zakończone 31 grudnia 2006 oraz 2007 roku.

	Za rok zakończony 31 grudnia	
	2006	**2007**
Produkcja brutto (TWh)	13,2	12,4
Sprzedaż energii (TWh)	13,5	13,1
Średnia cena 1 MWh energii (PLN) z RUS	135,3	138,3
Średnia cena 1 MWh energii w ramach KDT (PLN) bez RUS	147,1	148,9
Średnia cena 1 MWh energii bez KDT (PLN) z RUS	128,6	133,0
Średnia cena 1 MWh energii bez RUS i KDT	119,2	125,1
Średnia cena 1 MWh energii bez RUS, KDT i rynku bilansującego	118,3	125,2

Różnica pomiędzy ilością energii wytworzonej a energii sprzedanej w ramach koncesji na wytwarzanie wynika z dokonywanych zakupów i sprzedaży energii elektrycznej na rynku bilansującym. Zakupy na rynku bilansującym wyniosły za lata zakończone 31 grudnia 2006 oraz 2007 roku wyniosły odpowiednio, 1,2 TWh oraz 1,9 TWh, podczas gdy sprzedaż energii na rynku bilansującym wyniosła w tych latach, odpowiednio, 0,7 TWh oraz 0,2 TWh.

Przychody ze sprzedaży energii z akcyzą spadły o 11,6 mln PLN (0,6%) do 1.817,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do 1.829,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten wynikał ze zmniejszenia ilości energii sprzedanej z produkcji własnej, co skutkowało zmniejszeniem wysokości podatku akcyzowego.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej netto (po odliczeniu podatku akcyzowego) wzrosły o 5,5 mln PLN (0,3%) do 1.588,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do 1.582,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost ten wynikał głównie ze wzrostu średniej ceny 1 MWh energii elektrycznej (z akcyzą) o 3,0 PLN (2,2%) do 138,3 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do 135,3 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost ten nastąpił pomimo zmniejszenia w 2007 r. ilości sprzedanej energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie z 13,5 TWh w 2006 roku do 13,1 TWh w 2007 roku.

Na poziom średniej ceny 1 MWh energii elektrycznej sprzedawanej w ramach koncesji na wytwarzanie znaczący wpływ miała cena obowiązująca na podstawie Umowy KDT z 12 września 1997 r., w ramach której Elektrownia Kozienice sprzedała około 4,4 TWh w 2007 roku oraz 4,9 TWh w 2006 roku, tj. odpowiednio 33,6% oraz 36,3% całości energii sprzedawanej w ramach koncesji na wytwarzanie. Cena 1 MWh energii elektrycznej sprzedawanej w ramach Umowy KDT z 12 września 1997 r. wynosiła 148,9 PLN w 2007 roku oraz 147,1 PLN w 2006 roku, podczas gdy średnia cena 1 MWh energii elektrycznej sprzedawanej w ramach koncesji na wytwarzanie (bez KDT oraz RUS) wynosiła 125,1 PLN w 2007 roku. oraz 119,2 PLN w 2006 roku.

Poniższa tabela prezentuje strukturę przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na wytwarzanie (z akcyzą) w podziale na rynki, na jakich energia była sprzedawana za lata zakończone 31 grudnia 2007 oraz 31 grudnia 2006 r.

	Za rok zakończony 31 grudnia					
	2006			**2007**		
	Przychody ze sprzedaży	**Udział w przychodach**	**Sprzedaż energii**	**Przychody ze sprzedaży**	**Udział w przychodach**	**Sprzedaż energii**
	(w tys. PLN)	*(%)*	*(GWh)*	*(w tys. PLN)*	*(%)*	*(GWh)*
Przychody ze sprzedaży energii w tym:	**1.829.322**	**100,0**	**13.521,0**	**1.817.733**	**100,0**	**13.143,8**
KDT	724.048	39,6	4.923,6	654.040	36,0	4.393,9

	Za rok zakończony 31 grudnia					
	2006			2007		
	Przychody ze sprzedaży	Udział w przychodach	Sprzedaż energii	Przychody ze sprzedaży	Udział w przychodach	Sprzedaż energii
	(w tys. PLN)	*(%)*	*(GWh)*	*(w tys. PLN)*	*(%)*	*(GWh)*
Kontrakty bilateralne [(1)]	900.106	49,2	7.620,9	948.420	52,2	7.539,4
Rynek bilansujący	87.133	4,8	668,0	28.969	1,6	234,1
POEE i TGE	37.544	2,0	306,9	117.378	6,4	975,4
Regulacyjne usługi systemowe	80.272	4,4	-	68.791	3,8	-
Drobni odbiorcy	219	0,0	1,6	135	0,0	1,0

[(1)] Zawiera sprzedaż energii elektrycznej do ENEA w wysokości 482,8 mln PLN w 2007 r. oraz 459,1 mln PLN w 2006 roku.

Od wejścia Elektrowni Kozienice w skład naszej Grupy oraz od rozwiązania Umowy KDT z 12 września 1997 r. w zasadzie cała energia elektryczna, z wyjątkiem energii elektrycznej sprzedawanej w ramach regulacyjnych usług systemowych (RUS), na rynku bilansującym oraz znikomych ilości energii sprzedawanych lokalnym odbiorcom końcowym, jest sprzedawana do ENEA.

Łączna wartość sprzedaży w ramach RUS, na rynku bilansującym oraz do odbiorców końcowych spadła o 69,7 mln PLN (41,6%) do 97,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 167,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten był spowodowany przede wszystkim znaczącym spadkiem ilości energii sprzedawanej na rynku bilansującym w wyniku ograniczenia aktywności Elektrowni Kozienice na tym rynku, z uwagi na zmiany zasad rozliczeń na rynku bilansującym począwszy od 1 czerwca 2006 r., które wpłynęły na znaczące obniżenie rentowności działalności w tym sektorze rynku.

Przychody ze sprzedaży ciepła

Przychody ze sprzedaży ciepła w każdym z lat zakończonych 31 grudnia 2007 r. i 31 grudnia 2006 r. stanowiły jedynie niewielką część przychodów ze sprzedaży stanowiąc około 0,35% łącznej kwoty przychodów ze sprzedaży. Podstawowym odbiorcą ciepła jest przedsiębiorstwo ogrodnicze zlokalizowane w pobliżu Elektrowni Kozienice, które wykorzystuje ciepło do ogrzewania szklarni.

Przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły o 1,1 mln PLN (17,4%) do 7,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 6,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost ten wynikał z proporcjonalnego wzrostu ilości sprzedanego ciepła z 365,2 TJ w 2006 roku do 429,8 TJ w 2007 roku, który był spowodowany zwiększonym zapotrzebowaniem na ciepło ze strony jednego z istotnych klientów Elektrowni Kozienice. Średnia cena 1 GJ ciepła pozostawała na zasadniczo niezmienionym poziomie i wyniosła 17,3 PLN w 2007 roku, w porównaniu do 17,4 PLN w 2006 roku.

Przychody ze sprzedaży towarów

Przychody ze sprzedaży towarów spadły o 174,9 mln PLN (73,3%) do 63,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 238,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten był spowodowany spadkiem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach koncesji na obrót, które stanowiły większość przychodów ze sprzedaży towarów zarówno w każdym z lat zakończonych 31 grudnia 2007 r. i 31 grudnia 2006 r., które spadły o 175,6 mln PLN (74,4%) do 60,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 236,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten wynikał przede wszystkim ze znacznie mniejszej ilości energii sprzedanej 0,5 TWh w 2007 roku w porównaniu do 2,0 TWh w 2006 roku w związku z wygaśnięciem jednorazowego kontraktu zawartego w 2006 roku ze spółką EnergoPartner, w ramach którego Elektrownia Kozienice nabyła łącznie 1,8 TWh energii elektrycznej w 2006 roku. Spadek ilości sprzedanej energii elektrycznej w ramach koncesji na obrót został częściowo zrównoważony wzrostem średniej ceny 1 MWh sprzedanej energii w ramach koncesji na obrót o 8,8 PLN (7,4%) do 126,9 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 118,1 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek przychodów ze sprzedaży energii w ramach koncesji na obrót został częściowo zrównoważony poprzez wzrost 0,8 mln PLN pozostałych przychodów ze sprzedaży towarów, które obejmowały przychody ze sprzedaży gipsu, odpadów i złomu.

Przychody ze sprzedaży usług

Przychody ze sprzedaży usług spadły o 0,2 mln PLN (5,4%) do 4,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 4,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r.

Pozostałe przychody operacyjne

Pozostałe przychody operacyjne spadły o 43,0 mln PLN (67,2%) do 21,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 64,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek ten był spowodowany przede

wszystkim znaczącym spadkiem przychodu z tytułu nadwyżek inwentaryzacyjnych o 36,1 mln PLN, który wynikał z jednorazowego rozpoznania za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. znaczących nadwyżek inwentaryzacyjnych węgla kamiennego, które wyniosły 235,0 tys. ton. Ponadto, za rok zakończony 31 grudnia 2006 r., Elektrownia Kozienice rozpoznała przychód w kwocie 24,7 mln PLN z tytułu, między innymi, należności dotyczącej spornej płatności dokonanej na rzecz podwykonawcy usługi transportu węgla, a dochodzonej na drodze sądowej od podmiotów będących wykonawcami tej usługi. Na wypadek niezapłacenia przez dłużników spornych należności dokonano odpisu aktualizującego w 100% ich wartości i odniesiono go w pozostałe przychody operacyjne. Powyższy spadek pozostałych przychodów operacyjnych został częściowo zrównoważony rozpoznaniem za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. przychodu w wysokości 10,2 mln PLN z tytułu rozwiązania niewykorzystanych odpisów aktualizacyjnych związanych z zapłatą należności przez Lubelski Węgiel „Bogdanka". Odpis ten dotyczył spornej należności, która na żądanie podwykonawcy zapłaciła Elektrownia Kozienice, która następnie została odzyskana na drodze sądowej od spółki Lubelski Węgiel „Bogdanka". Zapłata w dniu 1 października 2007 roku tych należności przez Lubelski Węgiel „Bogdanka" spowodowała konieczność rozwiązania utworzonego w 2006 roku odpisu aktualizującego na wypadek nie zapłacenia. Rozwiązanie odpisu odniesiono w pozostałe przychody operacyjne.

Koszty operacyjne

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty			
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych	(212.555)	(224.485)	5,6
Wynagrodzenia i świadczenia pracownicze	(184.502)	(202.264)	9,6
Zużycie materiałów i energii	(989.067)	(1.010.470)	2,2
Wartość sprzedanych towarów	(234.460)	(49.106)	(79,1)
Usługi przesyłowe	(2.699)	(3.264)	20,9
Inne usługi obce	(116.074)	(95.438)	(17,8)
Podatki i opłaty	(72.435)	(61.600)	(15,0)
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(968)	(2.368)	144,6
Pozostałe koszty operacyjne	(39.888)	(15.148)	(62,0)
Koszty operacyjne razem	**(1.852.648)**	**(1.664.143)**	**(10,2)**

Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych oraz nieruchomości inwestycyjnych

Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych wzrosła o 11,9 mln PLN (5,6%) do 224,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 212,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost poziomu amortyzacji w 2007 roku wynikał głównie ze zwiększenia wartości środków trwałych w związku, między innymi, z ukończeniem w 2007 roku i oddaniem do użytkowania instalacji odsiarczania spalin oraz instalacji współspalania biomasy.

Wynagrodzenia i inne świadczenia pracownicze

Poniższa tabela przedstawia koszty świadczeń pracowniczych w rozbiciu na poszczególne rodzaje świadczeń za lata zakończone 31 grudnia 2006 oraz 2007 roku.

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**Zmiana**
	(zbadane)	**(zbadane)**	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Wynagrodzenia w tym:	(132.660)	(149.997)	13,1
Bieżące wynagrodzenia	*(122.850)*	*(135.228)*	10,1
Nagrody jubileuszowe	*(6.562)*	*(9.609)*	46,4
Odprawy emerytalne	*(3.248)*	*(5.160)*	58,9
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(51.842)	(52.267)	0,8
Świadczenia pracownicze razem	**(184.502)**	**(202.264)**	**9,6**

Koszty świadczeń pracowniczych wzrosły o 17,8 mln PLN (9,6%) do 202,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 184,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost ten był spowodowany przede wszystkim wzrostem bieżących wynagrodzeń o 12,4 mln PLN (10,1%), rezerwy z tytułu nagród jubileuszowych o 3,0 mln PLN (46,4%) oraz rezerwy z tytułu odpraw emerytalnych o 1,9 mln PLN (58,9%). Wzrost bieżących wynagrodzeń był spowodowany wzrostem średniego miesięcznego wynagrodzenia bieżącego, które wzrosło o 500,33 PLN (11,4 %) do 4.884,7 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 4.384,37 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Powyższy wzrost średniego miesięcznego wynagrodzenia wynikał, między innymi, z wypłaty w grudniu 2007 roku pracownikom Elektrowni premii konsolidacyjnej w związku z wejściem w skład Grupy. Jednocześnie, średnie

zatrudnienie w Elektrowni Kozienice spadło o 28 osób (1,2%), z 2.335 osób na dzień 31 grudnia 2006 r. do 2.307 osób na 31 grudnia 2007 r.

Wzrost kosztów odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych wynika ze wzrostu stanu rezerw na odprawy emerytalne i nagrody jubileuszowe (czyli naliczenia rezerwy i z rozwiązania jej o faktyczne wypłaty w danym roku), który był spowodowany wzrostem średniego wieku pracowników (który miał wpływ na zwiększenie rezerwy na odprawy emerytalne) oraz wzrostu średniego stażu pracy (który miał wpływ na zwiększenie rezerwy na nagrody jubileuszowe), a także zwiększającego się poziomu wynagrodzeń bieżących, od których naliczana jest wysokość zarówno odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych.

Zużycie materiałów i energii

Zużycie materiałów i energii	**Za rok zakończony 31 grudnia**		**Zmiana**
	2006	**2007**	
	(zbadane)	**(zbadane)**	
	(w tys. PLN)		*(%)*
Koszty zużycia materiałów, w tym	880.910	866.603	(1,6)
Węgiel kamienny	*846.920*	*829.730*	*(2,0)*
Mazut	*6.829*	*7.329*	*7,3*
Biomasa	-	*394*	-
Pozostałe	*27.161*	*29.150*	*7,3*
Koszty zużytej energii, w tym:	108.157	143.867	33,0
Koszty nabycia energii na rynku bilansującym	*107.844*	*143.585*	*33,1*
Koszty zużycia energii na potrzeby własne	*180*	*141*	*(21,7)*
Pozostałe	*133*	*141*	*6,0*
Koszty materiałów i energii razem	**989.067**	**1.010.470**	**2,2**

Koszty zużycia materiałów i energii wzrosły o 21,4 mln PLN (2,2%) za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do 1.010,5 mln PLN, w porównaniu do 989,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost kosztów zużycia materiałów i energii wiąże się przede wszystkim ze wzrostem kosztów zużytej energii spowodowanym przede wszystkim zwiększeniem aktywności Elektrowni Kozienice w zakresie nabywania energii na rynku bilansującym w związku ze zmianami w IRiESP oraz z ograniczeń w wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Kozienice w związku z wysokimi temperaturami w okresie lata 2007 roku, co spowodowało zwiększenie kosztów zakupu energii na tym rynku o 35,8 mln PLN (33,1%) do 143,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 107,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost został częściowo zrównoważony spadkiem kosztów zużycia materiałów i paliw o kwotę 14,3 mln PLN.

Poniższa tabela przedstawia szczegółowe informacje na temat zużytej ilości węgla kamiennego oraz jednostkowej ceny zakupu węgla kamiennego za lata zakończone 31 grudnia 2007 r. oraz 31 grudnia 2006 r.

	Za rok zakończony 31 grudnia	
	2006	**2007**
Ilość zużytego węgla kamiennego (mln ton)	5,36	5,15
Średnia cena 1 tony węgla kamiennego w zużyciu	158,0	161,0

Koszty zużycia paliw spadły o 16,3 mln PLN (1,9%) do kwoty 837,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 853,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Zmniejszenie kosztu zużycia paliw wynikało głównie ze spadku ilości zużytych paliw w związku ze zmniejszeniem ilości wytworzonej energii elektrycznej brutto. Spadek ten był jednak zrównoważony w wyniku wzrastającej średniej ceny zakupu węgla przez Elektrownię Kozienice o 3,0 PLN (1,9%) z 158,0 PLN w 2006 roku do 161,0 PLN w 2007 roku.

Wartość sprzedanych towarów i materiałów

Wartość sprzedanych towarów i materiałów spadła o 185,4 mln PLN (79,1%) do 49,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 234,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Podstawowym powodem spadku tych kosztów był spadek ilości nabytej energii elektrycznej w ramach koncesji na obrót, w związku z wygaśnięciem z końcem 2006 roku jednorazowej umowy ze spółką EnergoPartner na mocy, której Elektrownia Kozienice zakupiła w celu dalszej sprzedaży 1,8 TWh energii elektrycznej.

Usługi przesyłowe

Koszty usług przesyłowych wzrosły o 0,6 mln (20,9%) do 3,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 2,7 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost kosztów przesyłu energii elektrycznej wynikał z podniesienia stawki opłaty przesyłowej przez PSE Operator. Stawka za 1 MWh przesyłanej energii wzrosła o 0,03 PLN (15,0%) z 0,20 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do 0,23 PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w wyniku zmiany taryfy PSE Operator.

Inne usługi obce

Koszty innych usług obcych spadły o 20,6 mln PLN (17,8%) do 95,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 116,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek kosztów innych usług obcych wynikał głównie ze spadku kosztów usług transportowych o kwotę 19,2 mln PLN, głównie w wyniku obniżenia stawek za transport kolejowy w umowie zawartej z PKP Cargo na początku 2007 roku, a także zmniejszenia dostaw węgla z Górnego Śląska oraz wzrostu udziału węgla kamiennego kupowanego z bliżej położonej kopalni „Bogdanka" w wyniku zakłóceń w dostawach węgla z Górnego Śląska w wyniku strajków oraz zdarzeń losowych w kopalniach na Górnym Śląsku.

Podatki i opłaty

Koszty podatków i opłat spadły o 10,8 mln PLN (15,0%) do 61,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 72,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek kosztów podatków i opłat był wynikiem spadku opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego o 11,2 mln PLN dzięki znacznemu zmniejszeniu emisji SO_2 w wyniku oddania do użytku instalacji odsiarczania spalin dla bloków 200 MW, co skutkowało obniżeniem opłaty za korzystanie ze środowiska naturalnego o kwotę 9,7 mln PLN.

Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych

Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych zwiększyła się o 1,4 mln PLN (144,6%) do 2,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 1,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost powyższej straty wiązał się z większą wartością sprzedawanych i likwidowanych rzeczowych aktywów trwałych.

Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne spadły o 24,7 mln PLN (62%) do 15,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 39,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek pozostałych kosztów operacyjnych wynikał ze zmniejszenia odpisów aktualizujących wartość należności handlowych o 21,2 mln PLN i został częściowo zrównoważony przez wzrost innych pozostałych kosztów operacyjnych, w tym kosztów analiz zlecanych przez Elektrownię Kozienice podmiotom zewnętrznym oraz badania sprawozdań finansowych, a także wartość sprzedanych uprawnień do emisji dwutlenku węgla (która odpowiadała kosztom uprzedniego ich zakupu).

Zysk z działalności operacyjnej

Zysk z działalności operacyjnej spadł o 23,0 mln PLN (53,6%) do 19,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 42,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek zysku operacyjnego był wynikiem zmian w przychodach i kosztach opisanych powyżej, w tym zwiększenia kosztów pracowniczych oraz kosztów materiałów i energii za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. oraz uzyskania przez Elektrownię Kozienice za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. jednorazowego przychodu z tytułu aktualizacji wartości zapasów.

Marża zysku na działalności operacyjnej (stosunek zysku na działalności operacyjnej do przychodów operacyjnych razem) spadła z 2,3% za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do 1,2% za rok zakończony 31 grudnia 2007 r.

Przychody finansowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
Przychody finansowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Odsetki za zwłokę	1.612	2.635	63,5
Odsetki od lokat	18.876	15.387	(18,5)
Pozostałe odsetki	3.148	11.594	268,3
Dywidendy i udziały w zyskach	1.056	1.212	14,8
Pozostałe	2.367	13.485	469,7
Przychody finansowe razem	**27.059**	**44.313**	**63,8**

Przychody finansowe wzrosły o 17,2 mln PLN (63,8%) do 44,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 27,1 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost przychodów finansowych głównie wynikał ze wzrostu o 8,4 mln PLN innych przychodów odsetkowych (głównie z tytułu odsetek od papierów wartościowych) oraz o 11,1 mln PLN pozostałych przychodów finansowych, w tym głównie z tytułu dodatnich różnic kursowych i został częściowo zrównoważony w wyniku spadku o 3,5 mln PLN przychodów z tytułu odsetek od lokat bankowych.

Koszty finansowe

	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	Zmiana
	(zbadane)	(zbadane)	
Koszty finansowe	*(w tys. PLN)*		*(%)*
Koszty odsetek	(31.279)	(25.156)	(19,6)
Inne	(1.264)	(1.729)	36,8
Koszty finansowe razem	**(32.543)**	**(26.885)**	**(17,4)**

Koszty finansowe spadły o 5,7 mln PLN (17,4%) do 26,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 32,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek kosztów finansowych był spowodowany głównie zmniejszeniem kosztów odsetkowych o kwotę 6,1 mln PLN. Spadek kosztów odsetkowych był spowodowany przede wszystkim rozpoznaniem w roku zakończonym 31 grudnia 2006 r. kosztów odsetkowych o charakterze jednorazowym, w tym z tytułu nieterminowej zapłaty zobowiązań budżetowych w wysokości 1,7 mln PLN oraz utworzenia rezerwy na odsetki od zobowiązań na rzecz PKP Cargo w wysokości 1,2 mln PLN, których nie zanotowano w roku zakończonym 31 grudnia 2007 r. Ponadto w roku zakończonym 31 grudnia 2006 r. Elektrownia Kozienice rozpoznała wyższe o 2,1 mln PLN koszty z tytułu odsetek zapłaconych PKP Cargo, które były wynikiem prawomocnych wyroków sądowych zasądzających na rzecz PKP Cargo zapłatę przewoźnego wraz z odsetkami. Spadek kosztów odsetkowych wynikał także ze zmniejszenia kosztów z tytułu odsetek od kredytów o 1,2 mln PLN w wyniku zmniejszenia stanu zadłużenia z 484,2 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 r. do 214,3 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 r. W 2007 roku niższe były również odsetki od nieterminowych płatności z tytułu zobowiązań budżetowych oraz odsetki zapłacone PKP Cargo.

Zysk przed opodatkowaniem

Zysk przed opodatkowaniem spadł o 0,1 mln PLN (0,2%) za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do 37,3 mln PLN, w porównaniu do 37,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Nieznaczny spadek zysku przed opodatkowaniem w porównaniu do znaczącego spadku zysku operacyjnego był efektem uzyskania dodatniego wyniku z działalności finansowej za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w wysokości 17,4 mln PLN w porównaniu do ujemnego wyniku z działalności finansowej za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. w wysokości 5,5 mln PLN.

Podatek dochodowy

Podatek dochodowy spadł o 1,5 mln PLN (19,1%) do 6,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 7,8 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Zmniejszenie podatku dochodowego w 2007 roku wynikało głównie z rozpoznania aktywa z tytułu podatku odroczonego w wysokości 16,4 mln PLN, w porównaniu do 9,4 mln PLN w 2006 roku. Dodatkowo, na wysokość podatku dochodowego za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. miała także wpływ korekta z tytułu podatku dochodowego za lata 2004 i 2005 w wysokości 5,7 mln PLN.

Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku

Zysk netto przed obowiązkową wpłatą z zysku wzrósł o 1,4 mln PLN (4,8%) do 31,0 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r., w porównaniu do 29,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Wzrost zysku netto wynikał przede wszystkim ze zmniejszenia podatku dochodowego.

Płynność i zasoby kapitałowe

Historycznie, głównymi źródłami zapewnienia płynności finansowej naszej Grupy były posiadane środki pieniężne, środki pieniężne generowane z działalności operacyjnej oraz kredyty bankowe. Dodatkowo Elektrownia Kozienice uzyskała w związku z prowadzonymi inwestycjami w aktywa wytwórcze dotacje z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego poprzez Instytucję Wdrażającą tj. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w łącznej wysokości 8,95 mln PLN. Oczekujemy, że w najbliższej przyszłości nasze potrzeby finansowe będą pokrywane ze środków pieniężnych generowanych z działalności operacyjnej oraz z wpływów z oferty przeprowadzonej w 2008 roku. Ponadto, o ile uznamy to za konieczne, źródłem finansowania naszej działalności będzie także finansowanie dłużne.

Przepływy pieniężne Grupy za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 i 2008 roku

Poniższa tabela przedstawia przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 i 2009 roku.

	Przepływy pieniężne netto za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2008	2009
	(w tys. PLN)	
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	708.807	523.538
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(503.491)	(2.015.504)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(136.526)	(216.989)
Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	**68.790**	**(1.708.955)**
Stan środków pieniężnych na koniec okresu	**1.009.582**	**911.704**

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej spadły o 185,3 mln PLN, z 708,8 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 r. do 523,5 mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r. Zmiana przepływów z działalności operacyjnej wynika głównie ze wzrostu zysku operacyjnego o 284,4 mln PLN oraz ze zmniejszenia zmiany stanu kapitału obrotowego o 512,3 mln PLN.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wzrosły o 1.512,0 mln PLN, z (503,5) mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 r. do (2.015,5) mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r. Zmiana przepływów z działalności inwestycyjnej wynika z nabycia aktywów finansowych (inwestowanie środków pozyskanych w ramach oferty publicznej Spółki w listopadzie 2008 r.).

Przepływy pieniężne z działalności finansowej

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wzrosły o 80,5 mln PLN, z (136,5) mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 r. do (217,0) mln PLN za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r. Zmiana przepływów pieniężnych z działalności finansowej spowodowana jest wyższą dywidendą wypłaconą akcjonariuszom jednostki dominującej za 2008 r.

Przepływy pieniężne Grupy za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku

Poniższa tabela przedstawia przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku.

	Przepływy pieniężne netto za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	2008
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
	(w tys. PLN)		
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	769.940	650.469	825.491
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(355.869)	232.914	(899.524)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(126.135)	(294.310)	1.753.900
Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych	**287.936**	**589.073**	**1.679.867**
Stan środków pieniężnych na koniec okresu	**351.719**	**940.792**	**2.620.659**

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej

Rok zakończony 31 grudnia 2008 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2007 r.

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wzrosły o 175,0 mln PLN, z 650,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do 825,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r. Bez uwzględnienia przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej Elektrowni Kozienice, przepływy te wyniosły 958,5 mln PLN i wzrosły o 424,8 mln PLN w porównaniu do 2007 roku (533,7 mln PLN). Wzrost przepływów z działalności operacyjnej był przede wszystkim skutkiem zwiększeniem zysku operacyjnego o 106,4 mln PLN oraz zwiększeniem zmiany stanu kapitału obrotowego o 273,6 mln PLN.

Rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r.

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej spadły o 119,5 mln PLN, z 769,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do 650,5 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r.

Bez uwzględnienia przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 r., które zostały omówione w punkcie „*Przepływy pieniężne Elektrowni Kozienice za rok zakończony 31 grudnia 2005, 2006 oraz 2007 roku*", przepływy te wyniosły 533,7 mln PLN, o 236,3 mln PLN mniej niż przepływy

pieniężne z działalności operacyjnej za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. Spadek przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej był przede wszystkim skutkiem zmniejszenia zysku operacyjnego o kwotę 149,2 mln PLN, co głównie było wynikiem spadku zysku na segmencie dystrybucji o 122,8 mln PLN, zmniejszenia zmiany stanu kapitału obrotowego o 6,9 mln PLN oraz wzrostem kwoty zapłaconego podatku dochodowego w tym okresie o kwotę 109,8 mln PLN.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej

Rok zakończony 31 grudnia 2008 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2007 r.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wykazały zmianę o 1.132,4 mln PLN, z 232,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do (899,5) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r.

Bez uwzględnienia przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej Elektrowni Kozienice, przepływy te wyniosły (680,5) mln PLN i wzrosły o 389,6 mln PLN, w porównaniu do 2007 roku (290,9) mln PLN, co spowodowane było głównie przeznaczeniem większej kwoty (o 239,8 mln PLN) na nabycie jednostek zależnych i stowarzyszonych oraz wzrostem o 154,8 mln PLN wartości zakupów rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych.

Rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wykazały zmianę o 588,8 mln PLN, z (355,9) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do 232,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r.

Bez uwzględnienia przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 r., które zostały omówione w punkcie „*Przepływy pieniężne Elektrowni Kozienice za rok zakończony 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku*", przepływy te spadły o 65,0 mln PLN, do (290,9) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spowodowane to było przede wszystkim niższą o 46,0 mln PLN wartością zakupów rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych w 2007 roku, głównie w spółkach zależnych oraz uzyskaniem wyższych o 13,6 mln PLN wpływów ze sprzedaży rzeczowych aktywów.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej

Rok zakończony 31 grudnia 2008 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2007 r.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wykazały zmianę o 2.048,2 mln PLN, ze (294,3) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do 1.753,9 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r.

Bez uwzględnienia przepływów pieniężnych z działalności finansowej Elektrowni Kozienice, przepływy te wyniosły 1.852,8 mln PLN i uległy zmianie o 1.917,5 mln PLN. w porównaniu do 2007 roku (64,7) mln PLN. Zmiana ta była głównie spowodowana pozyskaniem przez Spółkę w ramach oferty publicznej środków w kwocie 1.940,2 mln PLN w listopadzie 2008 r.

Rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wzrosły o 168,2 mln PLN, ze (126,1) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do (294,3) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r.

Bez uwzględnienia przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej Elektrowni Kozienice za okres od 10 października 2007 r., które zostały omówione w punkcie „*Przepływy pieniężne Elektrowni Kozienice za rok zakończony 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku*", przepływy te spadły o 61,4 mln PLN, do (64,7) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Spadek ten był spowodowany głównie niższą o kwotę 102,8 mln PLN spłatą kredytów i pożyczek oraz niższą o 13,2 mln PLN dywidendą wypłaconą akcjonariuszom w 2007 roku w porównaniu do roku 2006, co zostało zrównoważone spadkiem wpływów z tytułu zaciągniętych kredytów i pożyczek o kwotę 53,9 mln PLN.

Przepływy pieniężne Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku

Poniższa tabela przedstawia przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej za lata zakończone 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku.

	Przepływy pieniężne netto za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	**2007**	**2008**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
	(w tys. PLN)		
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	237.289	305.210	(14.093)
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(119.164)	259.370	(197.861)

	Przepływy pieniężne netto za rok zakończony 31 grudnia		
	2006	2007	2008
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(129.077)	(318.847)	(111.770)
Zmiana stanu środków pieniężnych	**(10.952)**	**245.733**	**(323.724)**
Środki pieniężne na koniec okresu	**165.285**	**411.018**	**87.294**

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej

Rok zakończony 31 grudnia 2008 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2007 r.

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej obniżyły się o 319,3 mln PLN, z 305,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do (14,1) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r. Głównymi czynnikami wpływającymi na przepływy pieniężne z działalności operacyjnej za okres 12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2008r. były przede wszystkim: (i) wzrost stanu zapasów o kwotę 161,5 mln PLN, co było wynikiem wyższego stanu zapasów węgla na koniec 2008 roku w stosunku do 2007 roku, jak również rozpoznaniem na dzień 31 grudnia 2008r. w pozycji zapasy wartości świadectw pochodzenia odpowiadającej wielkości produkcji energii ze źródeł odnawialnych zrealizowanej w 2008 roku; oraz (ii) wzrost stanu należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych o kwotę 165,6 mln PLN, co było wynikiem, przede wszystkim, wyższego poziomu należności z tytułu sprzedaży energii elektrycznej zanotowanego na koniec 2008 roku w stosunku do 2007 roku.

Rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r.

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wzrosły o 67,9 mln PLN, z 237,3 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do 305,2 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Głównymi źródłami zwiększenia przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej były przede wszystkim: (i) zmniejszenie stanu zapasów o kwotę 29,4 mln PLN, co było wynikiem zmniejszenia stanu zapasów węgla pod koniec 2007 roku na skutek zakłóceń w dostawach węgla z Górnego Śląska spowodowanych strajkami oraz zdarzeniami losowymi w kopalniach na Górnym Śląsku; (ii) zmniejszenie stanu należności o kwotę 42,4 mln PLN, co było wynikiem, przede wszystkim, zmniejszenia sprzedaży energii elektrycznej; oraz (iii) zwiększenie stanu rezerw i zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych o kwotę 11,4 mln PLN, co było wynikiem zwiększenia zobowiązań i rezerw z tytułu odpraw emerytalnych i rentowych, nagród jubileuszowych oraz ekwiwalentu energetycznego.

Wzrost przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej został częściowo zrównoważony: (i) wyższymi o 27,9 mln PLN płatnościami z tytułu podatków, co było wynikiem wzrostu podstawy opodatkowania; oraz (ii) zmniejszeniem stanu zobowiązań krótkoterminowych o kwotę 19,3 mln PLN, co było wynikiem głównie ograniczenia obrotu energią elektryczną, a tym samym zmniejszenia zobowiązań z tytułu zakupu energii oraz niższych zobowiązań z tytułu zakupu usług obcych.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej

Rok zakończony 31 grudnia 2008 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2007 r.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej obniżyły się o 457,2 mln PLN, z 259,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do (197,9) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r. Poziom przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej za okres 12 miesięcy zakończonych 31.12.2008r. związany był przede wszystkim z brakiem za 2008 rok wpływów ze zbycia aktywów finansowych, które zanotowano za 2007 rok, jak również z nabyciem w 2008 roku aktywów finansowych (lokaty o okresie wymagalności powyżej 3 miesięcy).

Rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wzrosły o 378,6 mln PLN, ze (119,2) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do 259,4 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Wzrost przepływów z działalności inwestycyjnej związany był z realizacją w 2007 roku lokat terminowych o okresie wymagalności powyżej 3 miesięcy i zbyciem dłużnych papierów wartościowych o terminie zapadalności powyżej 3 miesięcy o wartości 305,4 mln PLN, czego skutkiem był wzrost o 289,8 mln PLN w stosunku do poprzedniego okresu. Ponadto nastąpiło zmniejszenie o 92,5 mln PLN poziomu zakupów środków materialnych i niematerialnych w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r., w związku ze zmniejszeniem skali nakładów inwestycyjnych wraz z ukończeniem instalacji odsiarczania spalin II.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej

Rok zakończony 31 grudnia 2008 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2007 r.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej obniżyły się o 207,1 mln PLN, z (318,9) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do (111,8) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 r. Zasadnicze zmiany w przepływach pieniężnych netto z działalności finansowej dotyczą wydatków na spłatę kredytów i pożyczek, które w 2008 roku były niższe niż w 2007 roku o kwotę 220,9 mln PLN, spadek z (261,7) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. do (40,8) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku. Kwota spłaty w 2007 roku uwzględnia przedterminową spłatę kredytu konsorcjalnego i pomocniczego.

Rok zakończony 31 grudnia 2007 r. w porównaniu do roku zakończonego 31 grudnia 2006 r.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wzrosły o 189,8 mln PLN, ze (129,1) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do (318,8) mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2007 r. Głównymi źródłami zwiększonych przepływów środków pieniężnych netto z działalności finansowej w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku były wyższe o kwotę 187,1 mln PLN wydatki na spłatę kredytów i pożyczek, wzrost z 74,6 mln PLN za rok zakończony 31 grudnia 2006 r. do kwoty 261,7 mln PLN w roku zakończonym 31 grudnia 2007 roku. Kwoty te w przeważającej mierze zostały przeznaczone na spłatę kredytu konsorcjalnego i pomocniczego w wysokości 214,4 mln PLN (w tym przedterminowa spłata 197,7 mln PLN) zaciągniętych w związku z modernizacją bloku o mocy 500 MW oraz budową instalacji odsiarczania spalin.

Wskaźniki płynności

Wskaźniki płynności Grupy

Poniższa tabela przedstawia niektóre mierniki płynności finansowej Grupy za okres dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2009 roku:

	Na dzień	
	31 grudnia 2008	**30 września 2009**
	(niezbadane)	**(niezbadane)**
Płynność bieżąca [(1)]	2,6	2,9
Płynność szybka [(2)]	2,4	2,6

[(1)] Płynność bieżąca, która pokazuje naszą zdolność do pokrycia bieżących zobowiązań przy wykorzystaniu aktywów obrotowych, jest wyliczana jako stosunek aktywów obrotowych do zobowiązań krótkoterminowych.

[(2)] Płynność szybka, która odzwierciedla naszą zdolność do pozyskania odpowiedniej ilości środków gotówkowych w celu pokrycia zobowiązań, których termin wymagalności przypada w niedługim czasie, jest wyliczana jako stosunek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów oraz należności handlowych do zobowiązań krótkoterminowych.

W omawianym okresie wskaźnik płynności bieżącej pozostawał na wysokim poziomie wynosząc 2,9 na dzień 30 września 2009 r. oraz 2,6 na dzień 31 grudnia 2008 r. Wskaźnik płynności szybkiej pozostawał na podobnym poziomie, co wskaźnik płynności bieżącej we wskazanych wyżej okresach wynosząc 2,6 na dzień 30 września 2009 r. oraz 2,4 na dzień 31 grudnia 2008 r.

Poniższa tabela przedstawia niektóre mierniki płynności finansowej Grupy za lata zakończone dnia 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku:

	Na dzień 31 grudnia		
	2006	**2007**	**2008**
	(niezbadane)	**(niezbadane)**	**(niezbadane)**
Płynność bieżąca [(1)]	1,3	1,1	2,6
Płynność szybka [(2)]	1,2	1,0	2,4

[(1)] Płynność bieżąca, która pokazuje naszą zdolność do pokrycia bieżących zobowiązań przy wykorzystaniu aktywów obrotowych, jest wyliczana jako stosunek aktywów obrotowych do zobowiązań krótkoterminowych.

[(2)] Płynność szybka, która odzwierciedla naszą zdolność do pozyskania odpowiedniej ilości środków gotówkowych w celu pokrycia zobowiązań, których termin wymagalności przypada w niedługim czasie, jest wyliczana jako stosunek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów oraz należności handlowych do zobowiązań krótkoterminowych.

W omawianym okresie wskaźnik płynności bieżącej pozostawał na wysokim poziomie wynosząc 2,6 na dzień 31 grudnia 2008 r., 1,1 na dzień 31 grudnia 2007 r. oraz 1,3 na dzień 31 grudnia 2006 r. Wskaźnik płynności szybkiej pozostawał na podobnym poziomie, co wskaźnik płynności bieżącej we wskazanych wyżej okresach wynosząc 2,4 na dzień 31 grudnia 2008 r., 1,0 na dzień 31 grudnia 2007 r. oraz 1,2 na dzień 31 grudnia 2006 r.

Wskaźniki płynności Elektrowni Kozienice

Poniższa tabela przedstawia niektóre mierniki płynności finansowej Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku.

	Na dzień 31 grudnia		
	2006	2007	2008
	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)
Płynność bieżąca [1]	2,2	2,2	2,0
Płynność szybka [2]	0,9	1,7	1,0

[1] Płynność bieżąca, która pokazuje naszą zdolność do pokrycia bieżących zobowiązań przy wykorzystaniu aktywów obrotowych, jest wyliczana jako stosunek aktywów obrotowych do zobowiązań krótkoterminowych.

[2] Płynność szybka, która odzwierciedla naszą zdolność do pozyskania odpowiedniej ilości środków gotówkowych w celu pokrycia zobowiązań, których termin wymagalności przypada w niedługim czasie, jest wyliczana jako stosunek środków pieniężnych i ich ekwiwalentów oraz należności handlowych do zobowiązań krótkoterminowych.

Wskaźniki płynności pozostawały w omawianym okresie na wysokim poziomie. Wskaźnik płynności bieżącej pozostawał w zasadzie na niezmienionym poziomie wynosząc 2,0 na dzień 31 grudnia 2008 r., 2,2 na dzień 31 grudnia 2007 r. oraz na dzień 31 grudnia 2006 r. Wskaźnik płynności szybkiej wyniósł na dzień 31 grudnia 2008 r. 1,0, podczas gdy na dzień 31 grudnia 2007 r. wynosił 1,7, zaś na dzień 31 grudnia 2006 r. wynosił 0,9. Spadek wskaźnika płynności szybkiej w 2008 roku w stosunku do 2007 roku wynikał ze znacznie niższego poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na koniec 2008 roku w stosunku do 2007 roku oraz z wyższego poziomu zobowiązań krótkoterminowych na koniec 2008 roku w stosunku do 2007 roku.

Nakłady inwestycyjne

Większość ponoszonych przez nas nakładów inwestycyjnych jest związana z działalnością w zakresie wytwarzania i dystrybucji, która jest wysoce kapitałochłonna. Aktywa wytwórcze wymagają okresowych napraw i ciągłej modernizacji zarówno w związku z zaostrzającymi się wymogami ochrony środowiska jak i poprawą efektywności wytwarzania energii elektrycznej. Nakłady inwestycyjne w majątek dystrybucyjny związane są z rozbudową sieci dystrybucyjnej, która w głównej mierze determinowana jest przyłączeniem nowych podmiotów, w tym wytwórców (głównie wytwórców energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych) oraz modernizacją sieci, która determinowana jest przede wszystkim stanem technicznym i wiekiem sieci. Nakłady inwestycyjne w majątek dystrybucyjny znajdują odzwierciedlenie w poziomie przychodu regulowanego zatwierdzanego przez Prezesa URE, w ten sposób, że wzrost tych nakładów jest skorelowany ze wzrostem wartości regulacyjnej aktywów, a w konsekwencji ze wzrostem przychodów z działalności dystrybucyjnej. Nakłady inwestycyjne na aktywa wytwórcze nie podlegają uzgodnieniom z Prezesem URE.

Nasze bieżące inwestycje są finansowane głównie ze środków własnych. W latach 2006-2008 realizowane przez nas inwestycje były także, w niewielkiej części, finansowane ze środków pochodzących ze źródeł zewnętrznych.

Nakłady inwestycyjne związane z obrotem i dystrybucją energii elektrycznej w ENEA i ENEA Operator za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007, 2008 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.

Poniższa tabela przedstawia nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe dla działalności związanej z obrotem i dystrybucją energii elektrycznej w ENEA i ENEA Operator, w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne, za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.

	Za rok zakończony 31 grudnia			Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września
	2006	2007	2008	2009
	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)
			(w tys. PLN)	
Nakłady inwestycyjne na majątek dystrybucyjny, w tym:	292.090	321.431	403 145	265 409
Sieć elektroenergetyczna WN, SN i nn	*242.562*	*256.188*	*339 381*	*226 131*
Infrastruktura dla wspomagania działalności	*29.318*	*23.287*	*31 706*	*18 131*
Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych	*12.552*	*23.892*	*23 612*	*14 344*
Zaplecza	*5.885*	*15.423*	*5 787*	*3 325*
Wykup gruntów	*1.773*	*2.641*	*2 659*	*3 478*
Pozostałe nakłady inwestycyjne	20.340	12.410	280.824	39.912
Nakłady inwestycyjne razem	**312.430**	**333.841**	**683 969**	**305 321**

W latach zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, ENEA i ENEA Operator poniosły nakłady inwestycyjne odpowiednio w wysokości 312,4 mln PLN, 333,8 mln PLN oraz 684,0 mln PLN. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 r. ENEA i ENEA Operator poniosły nakłady inwestycyjne w wysokości 305,3 mln PLN. Główne zadania inwestycyjne realizowane od 2006 roku do dnia niniejszego Dokumentu Ofertowego zostały przedstawione poniżej.

Inwestycje w sieć elektroenergetyczną WN, SN i nn

W zakresie sieci wysokich napięć inwestycje dotyczyły głównie budowy i modernizacji stacji elektroenergetycznych 110/*SN*. Wymieniono i modernizowano również urządzenia i aparaturę zabudowane na stacjach *WN*/*SN*. Nakłady inwestycyjne realizowane w obszarze sieci SN i nn służyły głównie realizacji przyłączania klientów Spółki do sieci elektroenergetycznej oraz na rozbudowę i modernizację sieci, wymianę awaryjnych kabli *SN*, poprawę warunków napięciowych, wdrażanie programu sterowania obiektami w głębi sieci *SN*, a także na realizację porozumień z urzędami miast i gmin.

Infrastruktura dla wspomagania działalności

Infrastruktura dla wspomagania dystrybucji była rozbudowywana w zakresie informatyki, telekomunikacji, telemechaniki oraz układów pomiarowo-rozliczeniowych. W obszarze informatyki znaczna część środków przeznaczona została na zakup i wdrożenie zintegrowanego systemu informacyjnego, a następnie scentralizowanego systemu informacyjnego. Realizowana była również wymiana sprzętu informatycznego, systemowego i narzędziowego. W zakresie rozwoju telekomunikacji, główne inwestycje obejmowały modernizację istniejącej sieci dyspozytorskiej, elektroenergetycznej telefonii nośnej oraz modernizację i rozbudowę systemu radiowej łączności dyspozytorskiej. W ramach telemechaniki wykonano modernizację telemechaniki i sterowania w GPZ, rozdzielnicach sieciowych i rejonowych dyspozycjach ruchu, a także wdrażano systemy nadzoru dyspozytorskiego. W grupie inwestycji związanych z układami pomiarowo-rozliczeniowymi poczyniono zakupy związane z wymianą legalizacyjną liczników, zabudową liczników u nowych odbiorców oraz wymianą liczników uszkodzonych.

Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych

Pozycja ta obejmuje zakup urządzeń elektroenergetycznych, przekaźników zabezpieczających przed skutkami zwarć, aparatury kontrolno-pomiarowej oraz środków transportu (dźwigi, podnośniki, samochody osobowe i specjalistyczne). W ramach zadania dokonano zakupu samochodów dostawczych lekkich, ciężkich oraz ciężarowych przeznaczonych do eksploatacji w miejskich i terenowych pogotowiach energetycznych.

Zaplecza

Wydatkowane środki przeznaczone były na działania przystosowujące jednostki organizacyjne do rozwiązań wynikających przede wszystkim z restrukturyzacji wewnętrznej oraz sektora energetycznego spowodowanej rozdziałem dystrybucji i obrotu energią, jak również na modernizację siedzib jednostek wynikających z ich aktualnego stanu technicznego oraz przystosowujące je do potrzeb podniesienia standardu obsługi klientów. Główną inwestycją w tym obszarze był zakup budynku siedziby zarządu ENEA Operator przy ul. Strzeszyńskiej w Poznaniu. Pozostałe środki przeznaczone były na budowę budynków biur obsługi klienta oraz modernizację istniejących budynków.

Wykup gruntów

Prowadzone są działania mające na celu uregulowanie kwestii własności gruntów pod stacjami i innymi obiektami Spółki. W tej grupie zadaniowej pozyskiwane są również grunty niezbędne dla realizacji nowych obiektów, głównie stacji transformatorowych SN/nn, budowanych dla potrzeb przyłączania do sieci elektroenergetycznej Spółki nowych odbiorców.

Pozostałe nakłady inwestycyjne

W ramach pozostałych nakładów inwestycyjnych realizowane były zadania inwestycyjne dotyczące w szczególności: modernizacji oświetlenia drogowego, projektów teleinformatycznych oraz inwestycji kapitałowych pieniężnych w spółki prowadzące działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej (w tym również z OZE). W roku 2008 w ramach realizacji inwestycji kapitałowych pieniężnych dokonano zakupu udziałów i akcji następujących spółek: Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o. w Obornikach, Miejska Energetyka Cieplna Piła Sp. z o.o., Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Śremie S.A. oraz Elektrociepłownia Białystok S.A.

Nakłady inwestycyjne Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007, 2008 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.

Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe Elektrowni Kozienice w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r. zostały przedstawione w poniższej tabeli.

	Za rok zakończony 31 grudnia			Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września
	2006	2007	2008	2009
	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)
	(w tys. PLN)			
Inwestycje w poszczególne bloki 200 MW, w tym	22.248	24.327	82.156	15.338
Modernizacja bloku nr 1	-	*22.343*	*4.348*	*613*

	Za rok zakończony 31 grudnia			Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września
	2006	2007	2008	2009
	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)
	(w tys. PLN)			
Modernizacja bloku nr 2	*18.743*	*32*	-	*2.789*
Modernizacja bloku nr 3		*1907*		
Modernizacja bloku nr 4	*3505*	-		
Modernizacja bloku nr 5		*29*	*31.083*	*1.299*
Modernizacja bloku nr 6	-	*16*	*46.725*	-
Modernizacja bloku nr 7	-	-	-	-
Modernizacja bloku nr 8		-		*10.637*
Budowa bloku 1.000 MW	-	-	*2.135*	*13.326*
Inwestycje wspólne* w bloki 200 MW, w tym:	90.134	20.183	10.496	8.138
Instalacja Odsiarczania Spalin II (bloki Nr 4-8)	*80.747*	*2.038*		-
Instalacja współspalania biomasy - I etap	-	*9.648*	-	-
Instalacja współspalania biomas – II etap			*1.277*	*4.214*
Inwestycje poszczególne w bloki 500 MW, w tym	2.824	231	-	11.710
Modernizacja bloku nr 9	*2824*	-	-	*11.595*
Modernizacja bloku nr 10	-	*231*	-	*115*
Inwestycje wspólne* w bloki 500 MW	9.351	4.017	46.099	55.025
Inwestycje wspólne* w bloki 200 MW i 500 MW	12.952	5.371	4.447	1.940
Zakupy inwestycyjne	1.015	1.483	11.028	1.162
Razem	**138.525**	**55.612**	**156.361**	**106.639**

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

W latach zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku, Elektrownia Kozienice poniosła nakłady inwestycyjne odpowiednio w wysokości 138,5 mln PLN, 55,6 mln PLN oraz 156,4 mln PLN. Do głównych inwestycji w latach 2006-2008 należały:

- w roku 2006 - modernizacja bloku nr 2, obejmująca modernizację kotła, transformatora blokowego oraz wymianę elektrofiltru;
- w roku 2007 - modernizacja bloku nr 1, obejmująca wymianę elektrofiltru i modernizację kotła;
- w roku 2008 - modernizacja bloku nr 6, modernizacja rozdzielni ROP-A oraz ROP-B, modernizacja transformatora blokowego TW 240000/220kV oraz modernizacja systemu wyprowadzenia mocy z bloków nr 9 i 10.

Powyższe nakłady były finansowane przede wszystkim ze środków własnych Spółki.

Nakłady te finansowane były przede wszystkim ze środków pieniężnych z działalności operacyjnej oraz dwóch dotacji z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego poprzez Instytucję Wdrażającą tj. Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w łącznej wysokości 8,9 mln PLN, które zostały przeznaczone na finansowanie nakładów inwestycyjnych związanych z budową instalacji współspalania biomasy i modernizacją elektrofiltrów na bloku nr 2.

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 r., Elektrownia Kozienice poniosła nakłady inwestycyjne w wysokości 106, 6 mln PLN. Do głównych inwestycji w tym okresie należały:

- Budowa Instalacji Odsiarczania Spalin IOS III,
- Modernizacja bloku nr 8,
- Budowa odnawialnych źródeł energii – instalacja biomasy etap II,
- Modernizacja bloku nr 9,
- Rezerwowy stojan generatora dla bloków 9 i 10, oraz
- Modernizacja systemu wyprowadzania mocy z bloków Nr 9 i Nr 10.

Polityka w zakresie nakładów inwestycyjnych

Polityka w zakresie nakładów inwestycyjnych ma na uwadze plany rozwoju segmentów dystrybucji oraz wytwarzania energii elektrycznej opracowane na podstawie potrzeb poszczególnych segmentów opisanych poniżej.

Kwoty szacowanych wydatków na nakłady inwestycyjne, nawet jeżeli zostaną uzgodnione z Prezesem URE, nie są co do zasady przedmiotem umów zawieranych z wyprzedzeniem. Szacunki te są zasadnymi kosztami nakładów

inwestycyjnych w kontekście naszego doświadczenia, lecz kalkulacja tych kosztów opiera się na szeregu założeń i czynników, z których wiele pozostaje poza naszą kontrolą, w szczególności:

- liczba i wielkość przyłączanych obiektów osób trzecich;
- warunki pogodowe;
- brak opóźnień w realizacji procesów inwestycyjnych;
- rozwiązanie sporów zbiorowych mających wpływ na niezależnych wykonawców i podwykonawców;
- brak istotnego wzrostu kosztów lub niedoboru materiałów lub sprzętu budowlanego;
- brak zdarzeń losowych oraz innych nieprzewidzianych problemów technicznych, oraz
- zdolność terminowego uzyskania odpowiednich pozwoleń i koncesji.

Szerzej zob. Rozdział *„Czynniki ryzyka" – Możemy nie być w stanie przeprowadzić odpowiednich modernizacji naszych aktywów wytwórczych i dystrybucyjnych, jak również zakończyć naszych inwestycji, z uwagi na zdarzenia powstające poza naszą kontrolą, w tym działania osób trzecich*".

Planowane nakłady inwestycyjne

W 2010 roku, w ramach działalności ENEA, ENEA Operator i Elektrowni Kozienice, planujemy poczynić nakłady inwestycyjne w wysokości około 1.148,0 mln PLN. Poniższa tabela przedstawia planowane nakłady inwestycyjne w roku kończącym się 31 grudnia 2010 r., w podziale na poszczególne rodzaje.

	Za rok kończący się 31 grudnia 2010
	(niezbadane)
	(w tys. PLN)
Nakłady inwestycyjne na majątek dystrybucyjny, w tym:	**575 071**
Sieć elektroenergetyczna WN, SN i nn	*441.714*
Infrastruktura dla wspomagania działalności	*74.954*
Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych	*40.496*
Zaplecza	*10.797*
Wykup gruntów	*7.110*
Nakłady inwestycyjne na aktywa wytwórcze, w tym:	**287.732**
Inwestycje w poszczególne bloki 200 MW	*23.140*
Inwestycje wspólne w blok 200 MW*	*8.255*
Budowa bloku energetycznego około 1.000 MW	*950*
Inwestycje w poszczególne bloki 500 MW	*93.200*
Inwestycje wspólne w bloki 500 MW*	*112.285*
Inwestycje wspólne w bloki 200 MW i 500 MW*	*45.290*
Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych	*4.612*
Pozostałe nakłady inwestycyjne	**285.241**
Razem	**1.148.044**

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

Majątek dystrybucyjny

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

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

Znaczną część programu inwestycyjnego na lata 2008-2010 przewidujemy na realizację zadań związanych z przyłączeniem do sieci dystrybucyjnej zarówno odbiorców jak i wytwórców. Kolejną znaczną pozycją programu inwestycyjnego jest realizacja zadań polegających na modernizacji, wymianie i rozbudowie elementów sieci dystrybucyjnej w celu zachowania wymaganych parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej odbiorcom istniejącym. Program inwestycyjny obejmuje także zadania z zakresu wspomagania dystrybucji jak np. informatyka, telekomunikacja, telemechanika i pomiary oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych, w tym środków transportu oraz zadania dotyczące zapleczy, tj. budynków i budowli.

Aktywa wytwórcze

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

- dostosowanie jednostek wytwórczych do osiągnięcia dopuszczalnych standardów emisji SO2, NOx i pyłu, które wynikają z dyrektyw UE oraz postanowień przewidzianych w Traktacie Akcesyjnym;
- jak najdłuższe i ekonomicznie uzasadnione wykorzystanie istniejących jednostek energetycznych, które eksploatowane będą w sposób bezpieczny i efektywny przy wysokiej dyspozycyjności i sprawności urządzeń wytwórczych,
- realizacja dalszych inwestycji związanych ze współspalaniem biomasy na istniejących kotłach energetycznych,
- budowa nowych jednostek wytwórczych na parametry nadkrytyczne o wysokiej sprawności wytwarzania energii.

W związku z zaostrzającymi się wymogami dotyczącymi ochrony środowiska, w tym dotyczącymi ograniczeń w zakresie emisji dwutlenku węgla i innych gazów i substancji, Elektrownia Kozienice dokonuje modernizacji jednostek wytwórczych pod kątem zmieniających się wymogów w zakresie ochrony środowiska. W najbliższych latach Elektrownia Kozienice planuje dokonać, między innymi, następujących modernizacji: (i) do 2014 roku w ramach modernizacji w zakresie redukcji emisji pyłu, planuje się modernizację elektrofiltrów na blokach nr 3, 4, 8 oraz 10; (ii) do 2018 roku w celu osiągnięcia emisji NO_x poniżej 200 mg/Nm3 na blokach 4-10 planuje się zabudowę instalacji katalicznego odazotowania spalin (SCR). Do 2011 roku w ramach redukcji emisji dwutlenku siarki, planuje się oddanie do eksploatacji instalację odsiarczania spalin na bloku nr 10.

Ponadto w 2015 roku planujemy wybudować i uruchomić w Elektrowni Kozienice blok o mocy osiągalnej około 1.000 MW. W marcu 2008 roku Elektrownia Kozienice uzyskała decyzję Burmistrza Gminy Kozienice w sprawie ustalenia warunków zabudowy dla tej inwestycji, zaś w grudniu 2008 r. została podpisana umowa przyłączeniowa z PSE Operator ustalająca warunki przyłączenia bloku o mocy około 1.000 MW do krajowej sieci przesyłowej. Szacowany koszt inwestycji wyniesie 5,3 mld PLN.

Kozienice II Sp. z o.o. prowadzi przygotowania w celu przeprowadzenia przetargu na wybór wykonawcy budowy bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy ok. 1000 MW w formule kontraktu EPC. Spodziewany termin wyłonienia wykonawcy budowy bloku – I kwartał 2011. Termin realizacji inwestycji lata 2011-2015.

Na realizację inwestycji w latach 2010-2012 zaplanowano łączne środki w wysokości 2.272.474 tys. PLN. Na poszczególne lata okresu planistycznego zakończone 31 grudnia 2010, 2011, oraz 2012 roku zaplanowano odpowiednio środki w wysokości 94,1; 554,4; oraz 1.624,0 mln PLN.

Realizacją powyższej inwestycji zajmie zajmuje się zawiązana w dniu 8 sierpnia 2008 r. spółka Kozienice II Sp. z o.o., w której na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego ENEA posiada 80,56% udziałów, zaś Elektrownia Kozienice posiada pozostałe 19,44% udziałów.

Ponadto zainicjowaliśmy prace związane z potencjalną budową dodatkowego bloku o całkowitej mocy 1.000 MW, którego uruchomienie przewidywane jest w 2016 roku. Projekt znajduje się we wczesnej fazie realizacji. Aktualnie prowadzone są rozmowy z PSE Operator na temat możliwości przyłączenia nowego bloku do sieci. Ponadto wykonane zostało studium lokalizacji nowego bloku. Szacujemy, iż uruchomienie nakładów inwestycyjnych dla tego projektu rozpocznie się w 2011 roku. Ich wysokość, według szacunków, będzie się kształtowała na podobnym poziomie jak w przypadku pierwszego bloku.

Pozostałe nakłady inwestycyjne

W ramach kwoty pozostałych nakładów inwestycyjnych w wysokości 285,2 mln PLN Spółka planuje wydatkować środki w szczególności na: modernizację oświetlenia drogowego, projekty teleinformatyczne, zakup majątku w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej oraz inwestycje kapitałowe pieniężne w spółki Grupy prowadzące działalność wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej (w tym również z OZE).

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

Obecnie realizowane nakłady inwestycyjne

Aktualnie realizujemy plan inwestycyjny na 2010 rok (zob. punkt „*Planowane nakłady inwestycyjne*" w niniejszym Rozdziale), w ramach którego prowadzimy następujące inwestycje:

- inwestycje na aktywa dystrybucyjne obejmujące budowę i modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz realizację przyłączania klientów do sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia;
- inwestycje w majątek dystrybucyjny dla wspomagania dystrybucji obejmującą zadania z obszarów informatyki, telekomunikacji, telemechaniki i układów pomiarowo- rozliczeniowych;
- inwestycje w zakupy urządzeń elektroenergetycznych (transformatory oraz inne aparaty wykorzystywane na stacjach), przekaźników zabezpieczających przed skutkami zwarć, aparatury kontrolno-pomiarowej oraz środków transportu;
- modernizację bloku nr 7, polegającą na modernizacji młynów i zasobników węglowych oraz modernizacji automatyki blokowej;
- modernizację bloku nr 10, polegającą między innymi na wymianie elektrofiltru, modernizacji kotła, turbozespołu oraz modernizacji automatyki blokowej;
- budowę nowej sprężarkowni nr 2;
- budowę nowego komina do odprowadzania spalin z instalacji odsiarczania IOS I i IOS III;
- budowę instalacji dozowania biomasy;
- budowę instalacji odsiarczania spalin IOS III dla bloku nr 10; oraz
- nabycie instalacji do wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w oparciu o biogaz.

Zadłużenie

Na dzień 30 września 2009 r. łączne zobowiązania Grupy z tytułu kredytów i pożyczek wynosiły 173,7 mln PLN, w tym 125,9 mln PLN stanowiły zobowiązania długoterminowe, a 47,8 mln PLN zobowiązania krótkoterminowe. W porównaniu do stanu zadłużenia na dzień 31 grudnia 2008 r. zadłużenie zmniejszyło się o 31,6 mln PLN. Większość zadłużenia z tytułu kredytów i pożyczek jest denominowana w PLN, za wyjątkiem kredytu Elektrowni Kozienice zaciągniętego w Nordic Investment Bank denominowanego w USD i EUR.

Poniższa tabela przedstawia strukturę zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek na dzień 30 września 2009 r. oraz zabezpieczenia ustanowione na naszym majątku w związku z takimi kredytami i pożyczkami.

	Kredytobiorca/ pożyczkobiorca	Kredytodawca/ pożyczkodawca	Waluta	Stan zadłużenia (w tys. PLN)	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
Zadłużenie krótkoterminowe					
1	Elektrownia Kozienice	PKO Bank Polski	PLN	18.204	Sądowy zastaw rejestrowy na środkach trwałych o wartości bilansowej netto 217 997 tys.,cesja praw z polisy ubezpieczeniowej.
2	Elektrownia Kozienice	Nordic Investment Bank	USD EUR	1.638 14.793	Gwarancja Skarbu Państwa zabezpieczeniem umowy o udzielenie gwarancji Skarbu Państwa jest sądowy zastaw rejestrowy na środkach trwałych o wartości bilansowej netto 135 765 tys.,cesja praw z polisy ubezpieczeniowej, 16 weksli in blanco.
3	Elektrownia Kozienice	NFOŚiGW	PLN	8.000	Cesja wierzytelności
4	EP Hotel Edison	BZ WBK	PLN	104	Hipoteka kaucyjna do kwoty 400 tys. PLN
5	Auto-Styl	Volkswagen Bank Polska	PLN	466	Weksel in blanco
6	PEC Gozdnica	Urząd Gminy Gozdnica	PLN	26	-
7	ENEOS	PKO Bank Polski	PLN	943	Cesja wierzytelności
8	Elektrownie Wodne	Bank Ochrony Środowiska	PLN	822	Hipoteka zwykła w kwocie 3.500 tys. PLN oraz hipoteka kaucyjna, cesja wierzytelności, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej
9	Elektrownie Wodne	Toyota Bank	PLN	12	Zastaw
10	IT-Serwis	BGŻ S.A.	PLN	1.461	Hipoteka kaucyjna 2250 tys. zł. na nieruchomości;cesja praw z polisy ubezpieczeniowej; pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem bieżącym; cesja globalna należności od ENEA Operator sp. z o.o. oraz Polkomtel S.A.
11	EWiNN	Nordea Bank Polska	PLN	359	Hipoteka zwykła w wysokości 4.000 tys. PLN, cesja praw z polisy ubezpieczeniowej
12	BHU S.A.	Bank Zachodni WBK S.A.	PLN	454	Hipoteka kaucyjna na prawie użytkowania wieczystego kwocie 5250 tys. zł.
13	MEC Piła	pożyczka NFOŚiGW	PLN	100	2 weksle + oświadczenie o poddaniu się egzekucji
14	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 98/P/Pi/OA/04	PLN	195	weksel + umowa o przelew wierzytelności
15	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 30/P/OA/I/05	PLN	36	weksel + umowa o przelew wierzytelności od Wyższej Szkoły Zawodowej
16	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 68/P/OA/I/05	PLN	60	weksel + umowa o przelew wierzytelności od Szkoły Policji

	Kredytobiorca/ pożyczkobiorca	Kredytodawca/ pożyczkodawca	Waluta	Stan zadłużenia (w tys. PLN)	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
17	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 123/P/OA/I/05	PLN	23	weksel + umowa o przelew wierzytelności od MZK
18	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 33/P/OA-k/I/06	PLN	24	weksel + umowa o przelew wierzytelności od PUH Berpil + oświadczenie o poddaniu się egzekucji
19	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 89/P/OA-k/I/06	PLN	110	weksel + umowa o przelew wierzytelności od SM Jadwiżyn
Zadłużenie krótkoterminowe razem				**47.830**	
Zadłużenie długoterminowe					
20	Elektrownia Kozienice	PKO Bank Polski	PLN	40.959	Jak w pkt. 1
21	Elektrownia Kozienice	Nordic Investment Bank	USD	7.141	Jak w pkt. 2
			EUR	64.131	
22	Elektrownia Kozienice	NFOŚiGW	PLN	7.907	Jak w pkt. 3
23	Auto-Styl	Bank Gospodarki Żywnościowej	PLN	155	Cesja praw z polisy ubezpieczeniowej przedmiotu przewłaszczenia
24	PEC Gozdnica	Urząd Gminy Gozdnica	PLN	221	-
25	ENEOS	PKO Bank Polski	PLN	2.461	Jak w pkt. 7
26	Elektrownie Wodne	Toyota Bank Warszawa	PLN	8	Zastaw
27	Elektrownie Wodne	Bank Ochrony Środowiska	PLN	205	Jak w pkt. 8
28	EWINN	Nordea Bank Polska	PLN	1.945	Jak w pkt. 11
29	MEC Piła	pożyczka NFOŚiGW	PLN	100	2 weksle + oświadczenie o poddaniu się egzekucji
30	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 98/P/Pi/OA/04	PLN	325	weksel + umowa o przelew wierzytelności
31	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 30/P/OA/I/05	PLN	30	weksel + umowa o przelew wierzytelności od Wyższej Szkoły Zawodowej
32	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 68/P/OA/I/05	PLN	60	weksel + umowa o przelew wierzytelności od Szkoły Policji
33	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 123/P/OA/I/05	PLN	23	weksel + umowa o przelew wierzytelności od MZK
34	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 33/P/OA-k/I/06	PLN	42	weksel + umowa o przelew wierzytelności od PUH Berpil+ oświadczenie o poddaniu się egzekucji
35	MEC Piła	pożyczka WFOŚiGW 89/P/OA-k/I/06	PLN	220	weksel + umowa o przelew wierzytelności od SM Jadwiżyn
Zadłużenie długoterminowe razem				**125.933**	
ZADŁUŻENIE RAZEM				**173.763**	

Na dzień 30 września 2009 r. efektywna stopa procentowa z tytułu zaciągniętych przez Grupę pożyczek (z tytułu których łączne zadłużenie wynosiło 17,5 mln PLN) wynosiła 2,93%, natomiast z tytułu kredytów bankowych o zmiennym oprocentowaniu (z tytułu których łączne zadłużenie wyniosło 156,3 mln PLN) – 3,02%.

Poza zobowiązaniami z tytułu kredytów i pożyczek, na dzień 30 września 2009 r. posiadaliśmy zadłużenie z tytułu leasingu finansowego w wysokości 2,5 mln PLN.

Poniższa tabela przedstawia harmonogramy wymagalności zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek oraz leasingu finansowego na dzień 30 września 2009 r.

	Zobowiązanie wymagalne w okresie				
	Ogółem	**do 1 roku**	**od 1 do 3 lat**	**od 3 do 5 lat**	**powyżej 5 lat**
	(w tys. PLN)				
Kredyty i pożyczki	173.763	47.830	79.913	37.758	8.262
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego[(1)]	2.468	1.080	1.260	128	0

[(1)] Wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych

Zobowiązania kontraktowe

Nasze łączne zobowiązania kontraktowe na dzień 30 września 2009 r. były następujące (dane nie podlegały badaniu przez biegłego rewidenta):

	Zobowiązanie wymagalne w okresie			
Zobowiązania kontraktowe	**Ogółem**	**krótszym niż 1 rok**	**od 1 do 5 lat**	**powyżej 5 lat**
	(w tys. PLN)			
Krótkoterminowe zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	2.751.126	1.153.524	1.597.602	0
Zobowiązania z tytułu nabycia aktywów trwałych i wartości niematerialnych	513.639	176.127	328.903	8.609
Zobowiązania z tytułu użytkowania wieczystego, najmu, dzierżawy i leasingu operacyjnego	220.601	5.320	21.943	193.338
Zobowiązania kontraktowe razem	**3.485.366**	**1.334.971**	**1.948.448**	**201.947**

Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych

Poniższa tabela przedstawia stan zobowiązań z tytułu długoterminowych oraz krótkoterminowych świadczeń pracowniczych na dzień 30 września 2009 r. (za wyjątkiem zobowiązań z tytułu bieżących wynagrodzeń).

	Zobowiązania krótkoterminowe	Zobowiązania długoterminowe*	Zobowiązania pracownicze razem
		(w tys. PLN)	
Odprawy emerytalne	7.129	65.906	73.035
Prawo do ulgowej odpłatności za nabycie energii po przejściu na emeryturę	6.822	127.543	134.365
Nagrody jubileuszowe	18.016	175.748	193.764
Odpis na ZFŚS dla emerytowanych pracowników	1.133	21.204	22.337
Programy określonych świadczeń razem	**33.100**	**390.401**	**423.501**

** Zobowiązania wymagalne w okresie roku lub dłuższym.*

Zobowiązania warunkowe

Poza toczącymi się przeciwko nam postępowaniami prawnymi opisanymi w Rozdziale „*Opis działalności*" - „*Postępowania prawne*" następujące zobowiązania warunkowe uważamy za istotne dla naszej działalności.

Potencjalne zobowiązania związane z bezumownym korzystaniem z gruntów, na których usytuowane są nasze sieci dystrybucyjne oraz związane z nimi urządzenia

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego nie posiadaliśmy tytułu prawnego do znaczącej części gruntów, na których są usytuowane sieci dystrybucyjne oraz związane z nimi urządzenia (zob. Rozdział „*Opis działalności*" - „*Istotne środki trwałe*").

W przyszłości możemy być zobowiązani do ponoszenia kosztów z tytułu korzystania z takich nieruchomości. Nie można też wykluczyć wszczęcia przeciwko nam postępowań, zmierzających do uniemożliwienia nam dalszego korzystania z tych nieruchomości. Z brakiem uregulowanego stanu prawnego nieruchomości pod urządzeniami energetycznymi zasadniczo nie wiąże się ryzyko utraty naszego majątku, a jedynie ryzyko ponoszenia dodatkowych kosztów związanych z żądaniami wypłaty odszkodowań za bezumowne korzystanie z gruntu, zmniejszenie wartości nieruchomości, za utracone pożytki lub czynszu dzierżawnego lub wyjątkowo, z żądaniami związanymi ze zmianą lokalizacji obiektu (przywrócenie gruntu do stanu pierwotnego).

Grupa utworzyła rezerwę na wszystkie zgłoszone roszczenia właścicieli nieruchomości, na których bez odpowiedniego tytułu prawnego znajdują się nasze urządzenia elektroenergetyczne. Grupa nie tworzy rezerwy na potencjalne niezgłoszone roszczenia właścicieli gruntów o nieuregulowanym stanie korzystania z tych gruntów. Potencjalne kwoty roszczeń z tego tytułu mogą być istotne dla Grupy, biorąc pod uwagę ilość gruntów o nieuregulowanym stanie prawnym, przez które przebiegają sieci dystrybucyjne Grupy oraz związane z nimi urządzenia. Grupa nie posiada ewidencji ich stanu prawnego. Ponadto Grupa nie ma możliwości określenia ewentualnego rodzaju roszczenia, z którym może wystąpić właściciel gruntu, a to jest podstawą do oszacowania maksymalnej wysokości potencjalnego żądania. W związku z tym Grupa nie ma możliwości oszacowania maksymalnej kwoty potencjalnych roszczeń z tytułu korzystania z takich gruntów.

Potencjalne zobowiązania związane z bezumownym korzystaniem z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych

Z powodu braku uregulowań prawnych na dzień 30 września 2009 r. nie zostały ujęte w księgach rezerwy na potencjalne roszczenia z tytułu korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych stanowiących własność Grupy. W dniu 29 listopada 2006 r. odbyło się spotkanie zainicjowane przez Ministra Środowiska z udziałem przedstawicieli Lasów Państwowych, Ministerstwa Skarbu Państwa, PSE Operator oraz reprezentującego interes spółek dystrybucyjnych Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Propozycja Lasów Państwowych zmierzająca do zawierania umów dzierżawy terenów pod liniami nie została przyjęta i uznano za konieczne wypracowanie rozwiązania systemowego na gruncie stosownych zmian legislacyjnych. Oszacowanie wartości rezerwy na partycypowanie w kosztach Lasów Państwowych z tytułu podatku od nieruchomości od gruntów Skarbu Państwa na dzień dzisiejszy nie jest możliwe. Biorąc pod uwagę ilość gruntów, ewentualne zobowiązania z tego tytułu mogą być istotne (zob. Rozdział „*Czynniki ryzyka*", punkt „*Do części nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator, spółka nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego, a ponadto nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator mogą być przedmiotem roszczeń reprywatyzacyjnych*").

Niezależnie od wspomnianych powyżej działań w celu systemowego uregulowania stosunków prawnych nieruchomości Lasów Państwowych, pojedyncze nadleśnictwa zgłosiły roszczenia wobec Grupy o odszkodowania z tytułu bezumownego korzystania z gruntów przez Grupę. Roszczenia te ujęte są w rezerwie na przewidywane straty z tytułu postępowań o odszkodowania.

Potencjalne zobowiązania związane ze szkodami sieci dystrybucyjnej, w tym wynikające z warunków pogodowych

Na skutek złych warunków atmosferycznych może dochodzić do przeciążeń mechanicznych sieci elektroenergetycznych wysokiego, średniego i niskiego napięcia. W wyniku uszkodzeń nastąpić mogą wielogodzinne przerwy w dostawie energii elektrycznej. Awarie naszej infrastruktury dystrybucyjnej lub aktywów wytwórczych mogą prowadzić do powstania po naszej stronie odpowiedzialności wobec osób trzecich, co w konsekwencji może skutkować obowiązkiem wypłaty znaczących odszkodowań. Awarie naszej infrastruktury dystrybucyjnej lub aktywów wytwórczych mogą prowadzić do powstania po naszej stronie odpowiedzialności wobec osób trzecich, co w konsekwencji może skutkować obowiązkiem wypłaty znaczących odszkodowań.

W związku z występowaniem roszczeń osób trzecich z tytułu szkód wyrządzonych przez działalność ENEA Operator w wyniku niekorzystnych warunków pogodowych, Spółka ubezpieczona jest w zakresie odpowiedzialności cywilnej. Polisa ubezpieczeniowa wystawiana jest na okres jednego roku. Na dzień 30 września 2009 roku ENEA Operator Sp. z o.o. posiadała umowę ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej obowiązującą od dnia 01 listopada 2008 roku do dnia 31 października 2011 roku W ramach podstawowej odpowiedzialności cywilnej (Zadanie I) suma gwarancyjna wynosi – 15 mln zł na jedno zdarzenie i 25 mln zł na wszystkie zdarzenia w rocznym okresie ubezpieczenia. W ramach nadwyżkowego ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej (Zadanie II) suma gwarancyjna wynosi 50 mln zł za jedno i 100 mln zł za wszystkie zdarzenia w rocznym okresie ubezpieczenia.

Dodatkowo, ewentualne awarie naszej infrastruktury dystrybucyjnej mogą być podstawą nałożenia na nas kary przez Prezesa URE do wysokości 15% naszego przychodu z działalności koncesjonowanej.

Zarządzanie ryzykiem finansowym

Ryzyko finansowe wiąże się z nieoczekiwanymi zmianami przepływów pieniężnych, które wynikają z aktywności na rynkach finansowych lub działalności operacyjnej. W Grupie można zidentyfikować następujące obszary występowania ryzyka finansowego: ryzyko kredytowe, ryzyko płynności finansowej, ryzyko rynkowe, ryzyko walutowe, ryzyko stóp procentowych.

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe wiąże się ze ściągalnością należności. Główne czynniki, które mają wpływ na występowanie ryzyka kredytowego w przypadku Grupy to: (i) duża liczba drobnych odbiorców wpływająca na wzrost kosztów kontrolowania spływu należności; (ii) konieczność dostarczania energii elektrycznej jednostkom budżetowym będącym w trudnej sytuacji finansowej; oraz (iii) wymogi prawne regulujące zasady wstrzymywania dostaw energii elektrycznej na skutek braku płynności.

Kluczową rolę w procesie odzyskiwania należności odgrywają pracownicy nadzorujący kontakt z klientami. Są to osoby monitorujące proces ściągania długu. Staramy się w drodze kontaktu bezpośredniego z klientem odzyskać należności, której termin zapłaty już minął.

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

Ryzyko utraty płynności finansowej

Ryzyko płynności wiąże się z tym, że Grupa może nie być w stanie spłacić swoich zobowiązań w momencie, gdy staną się one wymagalne. Polityka zarządzania ryzykiem utraty płynności finansowej polega na zapewnieniu środków finansowych niezbędnych do wywiązywania się Grupy ze zobowiązań finansowych i inwestycyjnych przy wykorzystaniu najbardziej atrakcyjnych źródeł finansowania, np. emisji papierów dłużnych. Zarządzanie płynnością Grupy koncentruje się na szczegółowej analizie spływu należności, bieżącym monitoringu rachunków bankowych, jak również bieżącej koncentracji środków pieniężnych na rachunki skonsolidowane. Grupa podejmuje działania zmierzające do skrócenia okresu spływu należności oraz jednoczesnego wydłużenia okresu regulowania zobowiązań, a tym samym powstałe nadwyżki finansowe lokuje w aktywa obrotowe w formie lokat terminowych. Stałe zarządzanie ryzykiem w wymienionych obszarach oraz pozycja rynkowa i finansowa Grupy pozwala na stwierdzenie, że ryzyko utraty płynności finansowej utrzymuje się na poziomie minimalnym. Grupa zarządza ryzykiem płynności również poprzez utrzymywanie otwartych i niewykorzystanych linii kredytowych w wysokości 100 mln PLN oraz nieuruchomionych linii kredytowych w wysokości 50 mln zł na dzień 30 września 2009 r.

Ryzyko rynkowe

Ryzyko rynkowe jest związane z wystąpieniem zmian w zakresie popytu, podaży oraz cen a także innych czynników, które wpłyną na wyniki Grupy lub wartość posiadanych aktywów (takich jak kursy walut, stopy procentowe, cena

kapitału). Celem zarządzania ryzykiem rynkowym jest utrzymanie ekspozycji na to ryzyko w akceptowalnych ramach, przy jednoczesnej optymalizacji zwrotu z ryzyka.

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

Ryzyko walutowe

Ryzyko walutowe w naszej działalności oceniamy jako niewielkie z uwagi na znaczące poziomy środków pieniężnych umożliwiające nam całkowitą spłatę naszych zobowiązań denominowanych w walutach obcych w przypadku niekorzystnych zmian w kursach walutowych. Zobowiązania wyrażone w PLN na dzień 30 września 2009 r. wyniosły 87,7 mln PLN i wynikały z kredytu zaciągniętego przez Elektrownię Kozienice w Nordic Investment Bank denominowanego w USD i EUR.

Ryzyko stóp procentowych

Ryzyko stopy procentowej istnieje w stosunku do odsetek od zaciągniętych kredytów, które są oprocentowane zmienną stopą procentową opartą o EURIBOR, LIBOR oraz WIBOR oraz redyskonto weksli. Ryzyko stopy procentowej oceniamy jako niewielkie, gdyż na bieżąco monitorujemy poziom zobowiązań z tytułu kredytów dążąc do minimalizacji poziomu zadłużenia.

OTOCZENIE REGULACYJNE

Nasza działalność jako uczestnika działań sektora energetycznego podlega szczegółowym regulacjom wynikającym zarówno z przepisów prawa polskiego, jak i Unii Europejskiej. Na poziomie krajowym podstawowym aktem prawnym regulującym działalność sektora energetycznego jest Prawo energetyczne, określające kwestie związane z taryfami, koncesjami, dostępem stron trzecich (zasada „**TPA**"), sprzedawcami z urzędu („**sprzedawca z urzędu**" czyli spółka energetyczna posiadająca koncesję na obrót energią oraz świadczenie kompleksowych usług na podstawie umowy obejmującej zarówno sprzedaż, jak i dystrybucję energii elektrycznej zgodnie z dyrektywą dotyczącą rynku energii (*Electricity Market Directive*)), jak też uprawnienia głównego regulatora rynku energetycznego, Prezesa URE. Ustawa o Rozwiązaniu KDT ustanawia zasady przedterminowego rozwiązywania KDT, w związku z czym ma też istotny wpływ na sektor energetyczny w Polsce. Polski Rząd przyjął swoją politykę energetyczną dla Polski do 2030 roku dnia 10 listopada 2009 roku („**Polityka Energetyczna**"). Będzie ona obowiązywać do 2030 roku Polski Rząd ogłosił też plan działań na lata 2009 – 2012 dla sektora energetycznego oraz prognozę zapotrzebowania na paliwo i energię do 2030 roku

Funkcjonowanie polskiego sektora energetycznego podlega kontroli i uregulowaniom wynikającym z uprawnień wykonywanych w stosunku do niego przez polski rząd, jak też w znacznym zakresie nadzorowi i regulacji ze strony organów Unii Europejskiej. Na przykład Komisja Europejska jest odpowiedzialna za opracowywanie strategii dla całego sektora energetycznego Unii Europejskiej. Kluczowe przepisy regulujące sektor energetyczny obejmują: (i) Dyrektywę 2009/72/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą Dyrektywę 2003/54/WE; (ii) Rozporządzenie (WE) 714/2009 (w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej); (iii) Dyrektywę 2005/89/WE (dotyczącą działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych); (iv) Dyrektywę 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii z odnawialnych źródeł oraz uchylająca Dyrektywę 2001/77/WE; (v) Dyrektywę 2004/8/EC (w sprawie wspierania kogeneracji); oraz (vi) Dyrektywę 2006/32/EC (w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych).

Poza przepisami wymienionymi powyżej polski sektor energetyczny jest regulowany innymi aktami prawnymi, zarówno krajowymi, jak i unijnymi, w tym między innymi przepisami prawa antymonopolowego, podatkowego, zamówień publicznych i prawa cywilnego, mającymi zastosowanie w szczególności do kwestii związanych z majątkiem sieciowym i ochroną środowiska.

Regulator rynku energetycznego

Prezes URE jest głównym organem powołanym do wykonywania zadań z zakresu regulacji funkcjonowania sektora energetycznego, posiadającym zarówno kompetencje kontrolne, jak i regulacyjne. Jest on odpowiedzialny za kwestie związane z gospodarką paliwami i energią oraz promowanie konkurencji w sektorze energetycznym. Do obowiązków Prezesa URE należy między innymi: (i) udzielanie, zmiana i cofanie koncesji; (ii) wyznaczanie operatorów systemu; (iii) zatwierdzanie taryf i kontrola ich stosowania pod względem zgodności z zasadami wynikającymi z Prawa Energetycznego; (iv) uzgadnianie planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych; (v) rozstrzyganie sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz tymi przedsiębiorstwami a klientami w zakresie określonym w Prawie Energetycznym; (vi) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej („**Instrukcja Ruchu Sieci Przesyłowej**") opisującej bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej („**Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej**"), opisującej bilansowanie systemu oraz zarządzanie jego ograniczeniami; (vii) organizowanie i prowadzenie przetargów służących wyłonieniu sprzedawców z urzędu i budowie nowych mocy wytwórczych; oraz (viii) realizowanie innych przedsięwzięć służących promocji efektywności energetycznej lub monitorowanie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne ich obowiązków wynikających z Prawa Energetycznego i przepisów unijnych.

Działalność przedsiębiorstw energetycznych jest również regulowana przez inne uprawnione do tego organy, w tym Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Koncesje

Prawo Energetyczne nakłada, co do zasady, obowiązek uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie: (i) wytwarzania paliw; (ii) wytwarzania energii; (iii) magazynowania paliw; (iv) przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii; oraz (v) obrotu paliwami lub energią. Koncesje są udzielane na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o udzielenie określonej koncesji na czas krótszy. Podmiot, który uzyskał koncesję jest zobowiązany do uiszczania corocznych opłat obliczanych na podstawie przychodów ze sprzedaży prowadzonej w ramach koncesjonowanej działalności. W przypadku prowadzenia więcej niż jednej działalności podlegającej koncesjonowaniu, opłaty uiszcza się dla poszczególnych rodzajów działalności. Opłata dla każdego rodzaju działalności objętej koncesją nie może być mniejsza niż 200 PLN i większa niż 1.000.000 PLN.

Prezes URE może na wniosek koncesjonowanego przedsiębiorstwa energetycznego zmienić warunki koncesji. Ponadto może cofnąć lub zmienić z urzędu warunki koncesji, w szczególności ze względu na wymogi obronności i

bezpieczeństwa państwa oraz w przypadku zmiany kontroli nad przedsiębiorstwem energetycznym lub jego połączenia z innym podmiotem. Prezes URE ma obowiązek cofnąć koncesję w przypadkach określonych przez Prawo Energetyczne, w tym jeżeli prowadzona działalność rażąco uchybia warunkom ustalonym w koncesji, a przedsiębiorstwo energetyczne nie usunie uchybień w wyznaczonym terminie.

Taryfy

Informacje ogólne

Prawo Energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję obowiązek przedkładania Prezesowi URE określonych taryf oraz uzyskania od niego ich zatwierdzenia. Prezes URE może zwolnić koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku uznania, iż warunki takie ustały. W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, w przypadku spełnienia warunków określonych w Prawie Energetycznym. Sytuacja taka ma miejsce, jeżeli w związku z wystąpieniem przedsiębiorstwa energetycznego o zatwierdzenie nowej taryfy: (i) decyzja Prezesa URE nie została wydana; albo (ii) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE. Dotychczasowa taryfa nie może być stosowana w przypadku, gdy odmowa zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen lub stawek opłat w stosunku do określonych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian w wykonywaniu działalności gospodarczej.

W chwili sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego na polskim rynku energii elektrycznej obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia dotyczy wyłącznie przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją lub przesyłaniem energii elektrycznej oraz przedsiębiorstw sprzedających energię elektryczną bezpośrednio do odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych.

Zgodnie z Prawem Energetycznym karze pieniężnej podlega ten, kto: (i) stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia; (ii) nie przedkłada do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE; lub (iii) stosuje ceny i taryfy wyższe od zatwierdzonych.

Kalkulowanie taryf

Szczegółowe zasady kalkulowania taryf reguluje Prawo Energetyczne oraz rozporządzenia dotyczące taryf. Przedsiębiorstwo energetyczne winno kalkulować taryfy zgodnie z określonymi w nim zasadami. Stosownie do tych zasad taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający koncesjonowanemu przedsiębiorstwu energetycznemu: (i) odzyskanie określonych kosztów (uzasadnionych kosztów działalności gospodarczej); oraz (ii) uzyskanie określonej marży w obrocie lub zwrotu z kapitału w dystrybucji przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony interesów wszystkich odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen (za dostawy energii i związane z nią usługi). Taryfy należy również kalkulować w sposób eliminujący pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców, przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców. Zatwierdzając taryfy, Prezes URE analizuje i weryfikuje przestrzeganie przez koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne przepisów prawa, rzetelność sprawozdań finansowych i wdrażanie planów z zakresu strategii i rozwoju, biorąc pod uwagę tworzenie warunków do konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju. Prezes URE może przedstawić koncesjonowanemu przedsiębiorstwu energetycznemu założenia, jakie należy uwzględnić przy ustalaniu taryf.

Przedsiębiorstwa energetyczne powinny różnicować ceny i stawki opłat dla różnych grup odbiorców ze względu na zatwierdzone koszty związane ze świadczeniem danego rodzaju usług. Na podstawie cen i stawek opłat zawartych w taryfach przedsiębiorstwa energetyczne obliczają należności za sprzedaną i dostarczoną do odbiorcy energię elektryczną. Podstawą dla wyliczania należności za energię elektryczną mogą też być ceny i stawki opłat ustalane na rynku konkurencyjnym w przypadku, gdy Prezes URE zwolni dane przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania.

Zgodnie z Prawem Energetycznym koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne przedkłada taryfy do zatwierdzenia z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE. Zgodnie z Prawem Energetycznym Prezes URE może też ustalić współczynnik korekcyjny uwzględniający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego lub zmianę warunków zewnętrznych lub rynkowych. Kompetencja ta przysługuje Prezesowi URE w przypadku każdej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. W takim przypadku koncesjonowane przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować ten współczynnik w odniesieniu do kalkulacji cen lub stawek opłat określonych w taryfie.

Opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej

Stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej obejmują: (i) stawkę sieciową; (ii) stawkę jakościową; (iii) stawkę opłaty przejściowej; oraz (iv) stawkę opłaty abonamentowej

Stawka sieciowa zawiera: (i) składnik stały obliczany na jednostkę mocy umownej odbiorców przyłączonych do sieci o określonym napięciu, na podstawie uzasadnionych stałych kosztów funkcjonowania sieci (wraz z kosztami kapitału), z uwzględnieniem dopuszczalnego udziału opłat stałych za dystrybucję, ustalonego przez Prezesa URE (z wyłączeniem odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych, dla których składnik stały jest ustalany w PLN/miesiąc); oraz (ii) składnik zmienny obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z danej sieci, na podstawie kosztów zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia strat sieci oraz zbilansowania kosztów danej sieci, kosztów zmiennych dystrybucji energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów oraz kosztów stałych dystrybucji energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w opłatach stałych dopuszczonych przez Prezesa URE.

Stawka jakościowa jest oparta na kosztach utrzymania systemu obsługiwanego przez OSP i jest obliczana na jednostkę energii elektrycznej zużywanej przez wszystkich odbiorców końcowych przyłączonych do sieci. Obejmuje ona między innymi koszty zakupu usług systemowych i różnicę między dochodami i kosztami OSP w ramach rynku bilansującego.

Stawka opłaty przejściowej stanowi wynagrodzenie za usługę udostępniania krajowego systemu elektroenergetycznego należne OSP i jest przeznaczona na pokrycie kosztów osieroconych oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A.

Stawka jakościowa oraz stawka opłaty przejściowej nie są kalkulowane przez ENEA Operator. Poziom stawki jakościowej jest określany zgodnie z taryfą PSE Operator, natomiast stawki opłaty przejściowej jest ogłaszany corocznie przez Prezesa URE.

Stawka opłaty abonamentowej stanowi wynagrodzenie za uzasadnione koszty ponoszone w związku z odczytywaniem wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontrolą. Stawki opłaty abonamentowej są zróżnicowane ze względu na daną grupę taryfową oraz długość stosowanego okresu rozliczeniowego.

Prezes URE na podstawie analiz porównawczych wszystkich przedsiębiorstw dystrybucyjnych w Polsce określa wysokość kosztów operacyjnych, nakładów inwestycyjnych oraz wolumenu różnicy bilansowej (statystycznej różnicy w bilansie energii, tj. różnicy pomiędzy energią dostarczoną i zużytą). Prezes URE określa ponadto kryteria ustalania dla każdego przedsiębiorstwa dystrybucyjnego uzasadnionych kosztów operacyjnych, strat sieciowych i inwestycji. Powyższe kryteria są przekazywane operatorom systemów dystrybucyjnych w założeniach do kalkulacji taryf.

Nowe zasady ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „*Taryfy OSD na rok 2010*”, który został przygotowany przez Prezesa URE oraz przekazany operatorom systemów dystrybucyjnych. Podstawowe zasady kalkulacji taryf dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych, w tym modele oparte na analizie porównawczej stosowane do oceny uzasadnionych kosztów operacyjnych oraz poziomu strat sieciowych i nakładów inwestycyjnych, nie zostały istotnie zmienione.

Zgodnie z dokumentem „*Taryfy OSD na rok 2008*”, będącym pierwszym w trzyletnim okresie regulacyjnym, przychód regulowany operatorów systemów dystrybucyjnych ustalany corocznie w ich projekcjach finansowych powinien zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych, kosztów amortyzacji, podatków, zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej i kosztów przeniesionych, jak też osiągnięcie zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną na uzasadnionym poziomie.

Poniższa tabela przedstawia elementy kalkulacji przychodu regulowanego zgodnie z dokumentem „*Taryfy OSD na rok 2010*”.

WRA / RAB.....	Metoda, obowiązująca od 2010 roku przewiduje, iż oszacowanie początkowego WRA, będącego podstawą do dalszych kalkulacji nastąpi na podstawie metody utraconych przychodów, tj. na podstawie ustalenia wartości straty, jaką poniósłby Operator Systemu Dystrybucyjnego, gdyby pozbawiony został aktywów sieciowych. Przyjęto, iż wartość początkowa WRA zostanie określona na dzień 31 grudnia 2008r. i będzie przyjęta została jako mniejsza z dwóch wartości wyznaczonych dla każdej ze spółek przez niezależne podmioty na podstawie metod: kosztu zastąpienia (RC) oraz wartości ekonomicznej (EV). Wyznaczona, początkowa wartość WRA, ma być uaktualniana corocznie, począwszy od 2010 roku, zgodnie z nową metodą, obowiązującą od 2010 roku, określoną w rozdziale *„Opis działalności – Dystrybucja energii elektrycznej – Zwrot z kapitału w dystrybucji w latach 2005-2010”*.
Koszty zakupu usług przesyłowych.....	Koszty zakupu usług przesyłowych obejmują koszty związane ze świadczeniem usług przesyłowych wynikające z taryfy PSE Operator.

Opłaty tranzytowe ..... Poziom opłat tranzytowych (opłat za usługi dystrybucyjne świadczone pomiędzy OSD na tym samym poziomie napięć znamionowych) jest określany zgodnie z wzorem podanym w Rozporządzeniu Taryfowym.

Różnica bilansowa ..... Uzasadniona wysokość strat energii elektrycznej w sieci spółki dystrybucyjnej została wyznaczona w oparciu o model porównawczy analizy efektywności różnicy bilansowej. Uzasadniony koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej będzie ustalany na podstawie wielkości fizycznej wynikającej z modelu (przesłanej indywidualnie do OSD w formie odrębnego załącznika) i średniej ceny zakupu energii elektrycznej w wysokości 170,0 PLN/MWh.

Podatek..... W przychodach przedsiębiorstw sektora dystrybucji na rok 2010 zostały uwzględnione koszty podatku od nieruchomości związanego z majątkiem sieciowym w wysokości planowanej przez przedsiębiorstwa, w tym podatku od budynków stacyjnych (liczonego od powierzchni użytkowej) oraz podatku od gruntów pod stacjami i urządzeniami sieciowymi (liczonego od powierzchni całkowitej).

Amortyzacja..... $A_{2010} = A_{(2008/2009)} + r_A*(I_{2009} + I_{2010})/2$

gdzie:

A_{2010} – amortyzacja roku taryfowego

$A_{(2008/209)}$ – suma amortyzacji z II półrocza 2008 r., oraz I półrocza 2009 r., wykazanej w arkuszach sprawozdawczych DTA - (1A),

r_A – stopa amortyzacji – średnio 4 %

I_{2009} – nakłady inwestycyjne netto planowane na rok 2009, określone na podstawie nakładów inwestycyjnych brutto oraz planowanych przychodach z tytułu opłat za przyłączenie,

I_{2010} – nakłady inwestycyjne netto planowane na rok 2010 określone na podstawie nakładów inwestycyjnych brutto oraz planowanych przychodach z tytułu opłat za przyłączenie.

Koszty operacyjne ..... Koszty operacyjne (bez amortyzacji i podatków) na trzyletni okres regulacji rozpoczynający się 1 stycznia 2008 roku zostały wyznaczone w wyniku zastosowania modelu porównawczego efektywności kosztów operacyjnych, przyjętych zmiennych oraz poziomów efektywności wynoszących 1%, 8% lub 15% dla poszczególnych spółek.

Przychód regulowany określony na podstawie powyższych elementów kształtowania taryfy jest rozkładany proporcjonalnie w stosunku do podziału rzeczywistych kosztów na poszczególne składniki opłat na podstawie planowanej struktury oraz wielkości dostaw energii elektrycznej. Stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej kalkulowane są dla poszczególnych poziomów napięć sieci dystrybucyjnej jako stawki grupowe, natomiast struktura opłat oraz relacje pomiędzy stawkami na poszczególnych poziomach napięć i dla poszczególnych grup odbiorców ustalane są na podstawie analizy kosztów związanych z dystrybucją energii do danej grupy odbiorców. Kalkulacja w oparciu o koszty uzasadnione zakłada, że stawki opłat dystrybucyjnych są jednolite dla wszystkich miejsc dostarczania mocy i energii elektrycznej dla wszystkich grup odbiorców przyłączonych do sieci o danym poziomie napięcia w zakresie danej grupy taryfowej.

Ceny w obrocie

Zgodnie z Rozporządzeniem Taryfowym, taryfa w zakresie obrotu energią elektryczną powinna określać cenę energii elektrycznej oraz sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Taryfy w zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi powinny opierać się na kosztach uzasadnionych zakupu energii elektrycznej na konkurencyjnym rynku oraz kosztach nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii w źródłach odnawialnych (**zielone certyfikaty**) oraz w kogeneracji (**czerwone certyfikaty**) (bądź też kosztów opłat zastępczych), a także uzasadnionych kosztów własnych prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną. Przy obliczaniu cen energii dla odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych należy uwzględnić marżę na poziomie zatwierdzonym przez Prezesa URE. Poniższa tabela przedstawia elementy kalkulacji ceny.

Marża ..... W taryfach dla odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych

marża jest uwzględniana na poziomie ustalonym przez Prezesa URE. W taryfach dla pozostałych odbiorców marża jest ustalana przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Koszty przeniesione..... Na koszty przeniesione składają się koszty: (i) nabycia energii elektrycznej; (ii) nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych lub koszty poniesionej opłaty zastępczej; (iii) nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia energii z kogeneracji lub koszty poniesionej opłaty zastępczej; oraz (iv) koszty bilansowania energii elektrycznej na rynku bilansującym.

Koszty własne..... Koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego w związku z prowadzeniem działalności w zakresie obrotu energią elektryczną.

Koszty podatku akcyzowego ..... Koszty podatku akcyzowego w związku ze sprzedażą energii elektrycznej nabywcy końcowemu w rozumieniu ustawy o podatku akcyzowym.

Zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej

Zgodnie z Prawem Energetycznym Prezes URE może zwolnić koncesjonowane przedsiębiorstwo z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Prezes URE może też cofnąć udzielone zwolnienie, jeżeli stwierdzi, że koncesjonariusz przestał prowadzić działalność w warunkach konkurencji. Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego obowiązek przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzania jest stosowany wyłącznie do koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją i przesyłaniem energii elektrycznej oraz koncesjonowanych przedsiębiorstw sprzedających energię elektryczną odbiorcom zużywającym ją na potrzeby gospodarstw domowych.

Poniżej znajduje się zestawienie poszczególnych komunikatów, stanowisk, decyzji i postanowień Prezesa URE w zakresie stopniowego zwalniania z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia:

- Stanowisko Prezesa URE z 14 grudnia 2000 roku dotyczące sprzedaży poprzez Towarową Giełdę Energii, zgodnie z którym przedsiębiorstwa sprzedające energię poprzez giełdę energii elektrycznej zostały zwolnione z obowiązku ubiegania się o zatwierdzenie taryf;
- Stanowisko Prezesa URE z 28 czerwca 2001 roku dotyczące zwolnienia z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie obrotu energią elektryczną (z wyłączeniem podmiotów posiadających jednocześnie koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej) lub wytwarzania energii elektrycznej (z wyłączeniem procesów kogeneracji);
- Komunikat Prezesa URE z 1 stycznia 2005 roku dotyczący zwolnienia z obowiązku przedkładania do zatwierdzania taryf dla wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji;
- Komunikat Prezesa URE z 31 października 2007 roku dotyczący zwolnienia z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót energią elektryczną (w tym także tych, które posiadają jednocześnie koncesję na dystrybucję energii elektrycznej);
- Decyzja Prezesa URE (dla ENEA - z dnia 2 listopada 2007 roku) w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia;
- Postanowienia Prezesa URE z dnia 16 listopada 2007 roku dotyczące wstrzymania wykonania decyzji objętych komunikatem z dnia 31 października 2007 roku (dla ENEA – decyzji z dnia 2 listopada 2007 roku);
- Postanowienia Prezesa URE z dnia 7 grudnia 2007 roku dotyczące ograniczenia postanowienia z dnia 16 listopada 2007 roku do zakresu dotyczącego odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych;
- Decyzja Prezesa URE z dnia 14 maja 2008 roku w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji Prezesa URE z 2 listopada 2007 roku dotyczącej zwolnienia ENEA z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia w odniesieniu do odbiorców z grupy taryfowej G przyłączonych do sieci ENEA Operator; Komunikat Prezesa URE z 1 września 2009 roku: „Informacja uzupełniająca w sprawie warunków i perspektyw zwolnienia przedsiębiorstw obrotu z obowiązku zatwierdzania taryf na obrót energią elektryczną dla odbiorców w gospodarstwach domowych i jej przewidywanych skutków”.

Przyłączanie do sieci

Prawo Energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa przesyłowe i przedsiębiorstwa dystrybucyjne do przyłączania podmiotów do krajowej sieci elektroenergetycznej oraz do zawierania umów o przyłączenie do sieci z ubiegającymi się o to podmiotami, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci, a żądający zawarcia umowy

spełnia warunki niezbędne do przyłączenia i odbioru energii. Umowy te zawierane są zgodnie z zasadą równoprawnego traktowania. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, przedsiębiorstwo jest obowiązane niezwłocznie powiadomić Prezesa URE, podając uzasadnienie odmowy.

Za przyłączenie do sieci (z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci innych przedsiębiorstw energetycznych) pobiera się opłatę ustaloną na podstawie: (i) jednej czwartej rzeczywistych kosztów przyłączenia - dla przyłączeń do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i niższym niż 110 kV; (ii) stawek opłat zawartych w taryfie dla usług dystrybucji energii elektrycznej kalkulowanych na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia - dla przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. Za przyłączenie źródeł energii elektrycznej oraz sieci innych przedsiębiorstw energetycznych pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Prawo Energetyczne przewiduje ponadto preferencyjne warunki przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznych. Za przyłączenie odnawialnych źródeł energii o mocy osiągalnej nie wyższej niż 5 MW pobiera się opłatę stałą ustaloną na podstawie jednej drugiej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Do końca roku 2010 te same warunki obowiązują również w przypadku opłaty za przyłączenie odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej wyższej niż 5 MW.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje, że niektóre podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci muszą opłacać zaliczki na poczet realizacji przyłączeń w przyszłości.

Zasada swobodnego wyboru sprzedawcy (*TPA - third party access*)

W Polsce została implementowana zasada umożliwiająca wybór sprzedawcy energii (ang. *TPA - third party access*). Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej są obowiązane zapewniać wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą energii elektrycznej, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. W stosunku do odbiorców komercyjnych zasada ta została wprowadzona 1 lipca 2004 roku, a w stosunku do gospodarstw domowych 1 lipca 2007 roku Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego wszyscy odbiorcy w Polsce są uprawnieni do wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. Szacuje się, że odbiorców komercyjnych jest w Polsce około 1,7 mln. Na dzień 30 maja 2009 roku odnotowano w Polsce 1300 odbiorców, którzy zawarli umowę sprzedaży ze spółkami obrotu będącymi stronami trzecimi. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami większa część procedury zmiany sprzedawcy energii spoczywa na nowym sprzedawcy energii i operatorze systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego, a cała procedura zmiany sprzedawcy nie powinna trwać dłużej niż 30 dni (w przypadku pierwszej zmiany) oraz 14 dni (w przypadku każdej kolejnej zmiany sprzedawcy przez danego klienta).

Rozwiązanie KDT

Polska wdrożyła program przedterminowego rozwiązania KDT, tj. długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej. KDT były umowami zawieranymi w latach 90-tych pomiędzy przedsiębiorstwami wytwarzającymi energię elektryczną a PSE w związku z niezbędnymi inwestycjami mającymi na celu zmniejszenie emisji substancji szkodliwych do środowiska oraz zwiększenie efektywności wytwarzania energii elektrycznej. System umów KDT miał umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym pozyskanie niezbędnych środków finansowych w celu umożliwienia dokonania tych inwestycji - wynikające z KDT przyszłe wierzytelności posłużyły do zabezpieczenia spłaty zadłużenia zaciągniętego przez przedsiębiorstwa energetyczne na realizację wspomnianych inwestycji. Według danych ARE, od daty ich wprowadzenia do dnia rozwiązania, tj. do 1 kwietnia 2008 roku, kontrakty długoterminowe były zabezpieczeniem dla inwestycji o wartości około 30 mld PLN. Ogólna wartość kredytów zaciągniętych przez przedsiębiorstwa energetyczne na realizację inwestycji odtworzeniowych i modernizacyjnych, liczona w cenach bieżących, według danych ARE osiągnęła około 20 mld PLN. Jednakże po niedługim czasie stało się oczywiste, że KDT hamowały liberalizację rynku energii elektrycznej w Polsce, gdyż w latach 90-tych w ramach KDT objęto 18.130 MW, co według danych ARE stanowiło około 52% mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych w kraju w 2006 roku. Komisja Europejska ostrzegła też Polskę, że KDT stanowią niedozwoloną pomoc publiczną. Wdrożenie programu rozwiązania KDT zostało dokonane poprzez uchwalenie Ustawy o Rozwiązaniu KDT.

Ustawa o Rozwiązaniu KDT umożliwiła ich rozwiązanie dwunastu wytwórcom posiadającym w sumie dwadzieścia KDT. Rozwiązanie KDT nastąpiło z dniem 1 kwietnia 2008 roku. Za rozwiązanie KDT wytwórcy energii elektrycznej będą otrzymywali środki na pokrycie kosztów osieroconych powstałych po przedterminowym rozwiązaniu KDT. Wysokość kosztów osieroconych jest obliczana zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT, przy czym łączna suma środków przekazanych danemu przedsiębiorstwu energetycznemu na pokrycie kosztów osieroconych nie może przekroczyć wartości określonych w Ustawie o Rozwiązaniu KDT. Koszty osierocone będą pokrywane w postaci zaliczek oraz rocznych korekt zaliczek wypłaconych przedsiębiorstwu. W sytuacjach, gdy różnica pomiędzy zaliczkami a kwotą kosztów osieroconych przewyższa 35%, Prezes URE może naliczyć odsetki. Rozliczenia dla każdego przedsiębiorstwa energetycznego będą obejmowały okres równy jego najdłuższemu KDT. W roku następującym po ostatnim roku, w którym obowiązywałby KDT danego przedsiębiorstwa w przypadku braku jego rozwiązania, zostanie ustalona korekta końcowa. Chociaż środki wypłacane w ramach rekompensat będą pochodziły z opłat pobieranych od odbiorców

końcowych z tytułu dostępu do krajowej sieci elektroenergetycznej, odbiorcy końcowi nie będą już obciążani składnikiem wyrównawczym opłaty za dostęp do sieci, który do tej pory przeznaczony był na finansowanie KDT. Wysokość kosztów osieroconych oraz stawki opłat dla odbiorców będzie obliczał Prezes URE, a wypłaty rekompensat realizowane będą przez spółkę celową, tj. Zarządcę Rozliczeń S.A, powołaną przez PSE Operator. W sytuacjach określonych w Ustawie o Rozwiązaniu KDT istnieje ryzyko, że korekty uzyskiwanych rekompensat będą stanowiły nawet 25% kwoty kosztów osieroconych określonych w Ustawie o Rozwiązaniu KDT, co może dotyczyć w szczególności sytuacji, gdy (i) wielkość sprzedaży energii elektrycznej zmniejszy się o ponad 20%; (ii) koszty związane z wytwarzaniem energii elektrycznej zwiększą się o ponad 20%; lub (iii) średnia cena sprzedawanej energii elektrycznej będzie niższa o ponad 5% od średniej ceny rynkowej. Ustawa o Rozwiązaniu KDT przewiduje maksymalną łączną wysokość kosztów osieroconych dla wszystkich przedsiębiorstw energetycznych uczestniczących w systemie rozwiązania KDT w wysokości 11.577.430 mln PLN, z czego dla Elektrowni Kozienice maksymalna wysokość kosztów osieroconych wynosi 623.612 mln. PLN. W przypadku niedopełnienia obowiązku przekazywania danych określonych w Ustawie o Rozwiązaniu KDT, a także przekazania niepełnych lub nierzetelnych danych, Prezes URE wymierza przedsiębiorstwu karę pieniężną do wysokości 10% maksymalnej kwoty kosztów osieroconych ustalonej w Ustawie o Rozwiązaniu KDT. Ustawa o Rozwiązaniu KDT przewiduje też, że bez zgody właściwych organów przedsiębiorstwu energetycznemu uczestniczącemu w systemie rozwiązania KDT nie może być udzielona pomoc publiczna na działania naprawcze lub restrukturyzację w okresie korygowania i przez okres 10 lat następujących po zakończeniu tego okresu.

Trzecia dyrektywa energetyczna Komisji Europejskiej

W dniu 13 lipca 2009 r. Komisja Europejska przyjęła trzeci pakiet energetyczny zawierający dwie dyrektywy (Dyrektywę 2009/72/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą Dyrektywę 2003/54/WE oraz Dyrektywę 2009/73/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą Dyrektywę 2003/55/WE) oraz trzy rozporządzenia unijne (Rozporządzenie (WE) nr 713/2009 ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Rozporządzenie (WE) nr 714/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 oraz Rozporządzenie (WE) nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005) reformujące oraz liberalizujące funkcjonowanie sektora energetycznego w Unii Europejskiej.

Dyrektywa 2009/72/WE zawiera przepisy odnoszące się do: (i) dalszego rozdzielenia działalności sieciowej (przesyłanie i dystrybucja) od działalności obrotu i wytwarzania energii elektrycznej; (ii) wzmocnienia pozycji krajowych organów regulacyjnych; (iii) ustanowienia Agencji ds. współpracy organów regulacji energetyki; (iv) rozszerzenia współpracy z operatora systemu przesyłowego poszczególnych państw członkowskich oraz (v) dalszego rozwoju rynku energetyki w zakresie przejrzystości informacji oraz rozwoju rynku detalicznego.

W zakresie dalszego rozdzielenia działalności sieciowej (przesyłanie i dystrybucja) od działalności obrotu i wytwarzania energii elektrycznej, Dyrektywa 2009/72/WE reguluje prawne (własnościowe) wydzielenie, zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym, albo przekazanie koordynacji danej sieci podmiotowi niezależnemu od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, w którego skład wchodzą aktywa sieciowe. Dyrektywa 2009/72/WE przewiduje także wzmocnienie pozycji regulatorów w następujących obszarach: monitorowanie działalności operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych; przeglądu planów inwestycyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych i operatorów systemów dystrybucyjnych (w tym ustalanie 10 - letniego planu rozwoju na poziomie UE), monitorowania przestrzegania zasad przejrzystości, monitorowania otwarcia rynku oraz konkurencji i zapewnienie efektywności ochrony konsumentów. Na podstawie Dyrektywy, Agencja ds. współpracy organów regulacji energetyki ma następujące kompetencje: ustalanie ram działania i współpracy krajowych organów regulacyjnych, monitorowanie współpracy operatorów systemów przesyłowych (w tym współdziałanie w ustalaniu instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych), wydawanie decyzji administracyjnych, jak też określone kompetencje doradcze. Rozszerzenie współpracy operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw członkowskich obejmuje opracowanie zbiorów uregulowań dotyczących aspektów rynkowych i technicznych sieci przesyłowych, koordynacji prac sieci przesyłowych oraz współpracy w zakresie inwestycji sieciowych. W ramach dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej w zakresie przejrzystości informacji na rynku, Dyrektywa przewiduje uwzględnienie w tej informacji, w szczególności, danych o przewidywanym zapotrzebowaniu na energię elektryczną, kosztach bilansowania energii i obrotu energią.

Energia ze źródeł odnawialnych

Prawo Energetyczne określa obowiązek zakupu przez sprzedawców z urzędu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii. Do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, energię geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych.

Sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w przepisach wykonawczych do Prawa Energetycznego, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci operatora, na

obszarze którego dany sprzedawca pełni funkcję sprzedawcy z urzędu, o ile jest ona oferowana przez przedsiębiorstwa energetyczne, które uzyskały koncesję na jej wytwarzanie. Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej, jaka ukształtowała się na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, ogłaszanej zgodnie z Prawem Energetycznym przez Prezesa URE.

Prawo Energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym do uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii lub uiszczenia opłaty zastępczej. Świadectwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych wydaje Prezes URE na wniosek wytwórcy, złożony za pośrednictwem właściwego operatora systemu elektroenergetycznego.

Szczegółowe kryteria, według których ustala się, czy obowiązek przedstawienia świadectwa pochodzenia ze źródeł odnawialnych został spełniony, jest określony w Rozporządzeniu o Odnawialnych Źródłach Energii. Zgodnie z Rozporządzeniem o Odnawialnych Źródłach Energii obowiązek jest uznawany za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej odpowiadającej świadectwom pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia lub energii elektrycznej odpowiadającej uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłacie zastępczej, w całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej tego przedsiębiorstwa na rzecz odbiorców końcowych, wynosi nie mniej niż:

Udział ilościowy	Rok
7.0%	2008
8.7%	2009
10.4%	2010
10.4%	2011
10.4%	2012
10.9%	2013
11.4%	2014
11.9%	2015
12.4%	2016
12.9%	2017

Kwotę opłaty zastępczej oblicza się jako iloczyn: (i) jednostkowej opłaty zastępczej, wynoszącej w 2009 roku 258,89 PLN za 1 MWh (podlegającej corocznej waloryzacji uwzględniającej średnioroczny wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z roku kalendarzowego poprzedzającego rok, dla którego oblicza się opłatę zastępczą); oraz (ii) różnicy pomiędzy ilością MWh energii elektrycznej wynikającej z obowiązku zakupu, o którym mowa powyżej, a ilością MWh energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia za dany rok.

W przypadku niewykonania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązku nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych lub uiszczenia opłaty zastępczej, Prezes URE może wymierzyć karę, która nie może być niższa niż iloczyn liczby 1,3 oraz różnicy pomiędzy opłatą zastępczą niezbędną do uiszczenia w celu realizacji obowiązku a uiszczoną opłatą zastępczą (wyrażonymi w złotych).

Wysokość kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu osiągniętego w poprzednim roku podatkowym przez ukarane przedsiębiorstwo, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, jej wysokość nie może przekroczyć 15% przychodu wynikającego z działalności koncesjonowanej osiągniętego przez ukarane przedsiębiorstwo w poprzednim roku podatkowym.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia ze źródeł odnawialnych są zbywalne i stanowią towar giełdowy w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 roku o giełdach towarowych. Prowadzenie rejestru świadectw pochodzenia oraz organizację obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia powierzono Towarowej Giełdzie Energii.

Energia wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła

Prawo Energetyczne ustanawia obowiązek odbioru przez operatora systemu elektroenergetycznego energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przyłączonych do sieci tego operatora. Warunki techniczne dla jednostek wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji określone są w Prawie Energetycznym i Rozporządzeniu o Kogeneracji.

Według stanu prawnego aktualnego na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego na przedsiębiorstwach energetycznych wytwarzających energię elektryczną lub obracających tą energią nie ciąży obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracji). Energia elektryczna produkowana w kogeneracji jest przedmiotem transakcji na zasadach wolnorynkowych. Prawo Energetyczne zobowiązuje natomiast przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem oraz przedsiębiorstwa

energetyczne sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski do uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia z kogeneracji potwierdzających, że określona część procentowa energii elektrycznej została wytworzona w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Polski lub że uiszczona została opłata zastępcza. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji co do zasady podlegają tym samym regulacjom, którym podlegają świadectwa pochodzenia z odnawialnych źródeł energii. Istnieją dwa rodzaje świadectw pochodzenia z kogeneracji: tzw. „***żółte* certyfikaty**” wydawane dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW oraz tzw. „**czerwone certyfikaty**” wydawane dla energii elektrycznej wytworzonej w wyniku innych procesów kogeneracji.

Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w kogeneracji, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączona jest jednostka kogeneracji określona we wniosku. Obowiązek, o którym mowa powyżej, uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok kalendarzowy udział ilościowy sumy energii elektrycznej odpowiadającej uzyskanym i umorzonym świadectwom pochodzenia z kogeneracji lub energii elektrycznej odpowiadającej uiszczonej opłacie zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej tego przedsiębiorstwa odbiorcom końcowym wynosi nie mniej niż:

A. dla jednostki kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej osiągalnej źródła poniżej 1 MW:

Udział ilościowy	Rok
0.8%	druga połowa 2007 roku
2.7%	2008
2.9%	2009
3.1%	2010
3.3%	2011
3.5%	2012

B. dla innej niż jednostki kogeneracji określone w (A) powyżej:

Udział ilościowy	Udział ilościowy
16.5%	druga połowa 2007 roku
19.0%	2008
20.6%	2009
21.3%	2010
22.2%	2011
23.2%	2012

Kwotę opłaty zastępczej oblicza się jako sumę: (i) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej (nie niższej niż 15% i nie wyższej niż 110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni, ogłaszanej przez Prezesa URE (wyrażonej w złotych za 1 MWh)) oraz ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia (dla jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia (wyrażonej w MWh); oraz (ii) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej (nie niższej niż 15% i nie wyższej niż 40% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni, ogłaszanej przez Prezesa URE (wyrażonej w złotych za 1 MWh)) oraz ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia (dla jednostek kogeneracji innych niż opalane paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji przedstawionych do umorzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne (wyrażoną w MWh).

W przypadku nieprzestrzegania obowiązku nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, Prezes URE może wymierzyć karę, która nie może być niższa niż iloczyn: (i) liczby 1,3; oraz (ii) różnicy pomiędzy łączną kwotą opłaty zastępczej niezbędną do poniesienia w celu realizacji obowiązku a uiszczoną opłatą zastępczą (wyrażonych w złotych).

Wysokość kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu osiągniętego w poprzednim roku podatkowym przez ukarane przedsiębiorstwo energetyczne, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu wynikającego z działalności koncesjonowanej osiągniętego przez przedsiębiorstwo w poprzednim roku podatkowym.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia z kogeneracji są zbywalne i stanowią towar giełdowy w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 roku o giełdach towarowych. Prowadzenie rejestru świadectw

pochodzenia z kogeneracji oraz organizację obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia powierzono Towarowej Giełdzie Energii.

Nowelizacja Prawa Energetycznego

W dniu 8 stycznia 2010 roku polski Sejm uchwalił rządowy projekt nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne. W dniu 20 stycznia 2010 roku została ona podpisana przez Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej i wejdzie w życie 30 dni po ogłoszeniu w dzienniku ustaw.

Nowelizacja Prawa Energetycznego uwzględnia nowe jednostki wytwarzające energię w kogeneracji, które będą objęte systemem certyfikatów. Są to określone jednostki wytwórcze opalane z wykorzystaniem metanu. System certyfikatów mający zastosowanie do jednostek opalanych z wykorzystaniem metanu będzie obowiązywał do 31 marca 2019 roku.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje nową jednostkę do wykorzystania przy kalkulacji opłat zastępczych. Celem wprowadzenia tej jednostki jest wspieranie produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnym systemie kogeneracji ze źródeł opalanych z wykorzystaniem metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zamkniętych kopalniach węgla kamiennego, jak też ze źródeł w formie palnego gazu wytwarzanego w procesie przetwarzania biomasy.

Opłata zastępcza

Zmiany wynikające z Nowelizacji Prawa Energetycznego dotyczące opłat zastępczych wprowadzają skalę tych opłat dla źródeł opalanych z wykorzystaniem metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zamkniętych kopalniach węgla kamiennego na poziomie od 30 % do 120 % średniej ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, ogłaszanej w komunikacie Prezesa URE.

Opłata zastępcza jest kalkulowana jako suma: (i) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej w wysokości nie niższej niż 15% oraz nie wyższej niż 110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłoszonej przez Prezesa URE (wyrażonej w złotych za 1 MWh) oraz ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia (dla jednostek wytwarzających energię w kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia energii z kogeneracji, umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu do 31 marca następnego roku kalendarzowego przez Prezesa URE (wyrażoną w MWh); oraz (ii) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej w wysokości nie niższej niż 15% oraz nie wyższej niż 40% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłoszonej przez Prezesa URE (wyrażonej w złotych na 1 MWh) oraz ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia (dla jednostek wytwarzających energię w kogeneracji innych niż opalane gazem lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia energii z kogeneracji umorzonych do 31 marca następnego roku kalendarzowego przez Prezesa URE (wyrażoną w MWh); jak też (iii) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej w wysokości nie niższej niż 30% oraz nie wyższej niż 120% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłoszonej przez Prezesa URE (Ozm) (wyrażonej w złotych na 1 MWh) oraz ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia dla źródeł opalanych z wykorzystaniem metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zamkniętych kopalniach węgla kamiennego) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia energii z kogeneracji umorzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne (wyrażonej w MW).

Cena podana przez Prezesa URE, stanowiąca podstawę do określenia opłat zastępczych za rok 2009 wyniosła 155,44 PLN/MWh. Jednostkowa opłata zastępcza Ozm powinna mieścić się w przedziale od 46,63 PLN/MWh do 186,53 PLN/MWh.

W związku z powyższym Prezes URE jest zobowiązany do ogłoszenia w Biuletynie URE wysokości opłaty zastępczej (Ozm) obowiązującej w 2010 roku w ciągu 30 dni od wejścia ustawy w życie.

Metodologia obliczana udziału energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji

Ilość energii elektrycznej wytworzona w wysokosprawnym procesie kogeneracji wynikająca z obowiązku uzyskania oraz przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej ze źródła opalanego paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, lub w innych jednostkach wytwarzania energii w kogeneracji, bądź też z obowiązku uiszczenia opłaty zastępczej z tytułu sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców końcowych, jak też sposób obliczana tej ilości dla energii elektrycznej wytworzonej w wyżej wymienionych jednostkach wytwarzania energii w kogeneracji, będą określone w nowelizacji ustawy.

Informacje o jednostkach wytwarzających energię w kogeneracji opalanych metanem

Zmiany do Prawa Energetycznego mają na celu wprowadzenie świadectw pochodzenia dla energii wytworzonej w wysokosprawnych jednostkach pracujących w trybie kogeneracji, opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zamkniętych kopalniach, jak też palnym gazem powstałym w procesie przetwarzania biomasy, do istniejącego systemu gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w procesie wysokosprawnej kogeneracji.

Dodanie nowego świadectwa pochodzenia dla energii elektrycznej wytwarzanej w powyższych jednostkach wynika z konieczności ustalenia sytemu cen wydawania świadectw na potrzeby promowania kogeneracji.

W jednostkach opalanych paliwami gazowymi lub metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zamkniętych kopalniach węgla kamiennego, energia elektryczna wytworzona w wysokosprawnym procesie kogeneracji obejmuje:

(i) w jednostce wytwarzającej energię w kogeneracji, opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, część energii elektrycznej odpowiadającą udziałowi energii chemicznej uzyskanej z paliw gazowych;

(ii) w jednostce wytwarzającej energię w kogeneracji, opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zamkniętych kopalniach węgla kamiennego, część energii elektrycznej odpowiadającą udziałowi energii chemicznej uzyskanej z metanu uwolnionego i ujętego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zamkniętych kopalniach węgla kamiennego;

(iii) energię chemiczną uzyskaną z paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej, w ilości obliczonej na podstawie rzeczywistej wartości opałowej (ciepła spalania) tych paliw.

Dla jednej jednostki wytwarzającej energię elektryczną w procesie wysokosprawnej kogeneracji wydane zostanie tylko jedno świadectwo pochodzenia z kogeneracji.

Zgodnie ze zmianami świadectwo pochodzenia energii z kogeneracji powinno określać ilość, rodzaj oraz średnią wartość opałową paliw wykorzystanych do wytworzenia energii elektrycznej i cieplnej w jednostce wytwarzającej energię w skojarzeniu.

W konsekwencji powyższych zmian obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji pozostanie w mocy do 31 marca 2013 roku. Jednak świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w procesie wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach opalanych metanem uwolnionym i ujętym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zamkniętych kopalniach węgla kamiennego będą obowiązywać od 1 stycznia 2010 roku do 31 marca 2019 roku.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje możliwość połączenia świadectw wytworzenia energii ze źródeł odnawialnych i świadectw wytworzenia energii w procesie kogeneracji w przypadku wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych w procesie kogeneracji.

Obowiązek sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie towarowej

Pozostałe zmiany do Prawa Energetycznego przewidują obowiązek sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie towarowej lub w sposób zapewniający publiczny i równy dostęp do energii elektrycznej na giełdach energetycznych lub internetowych platformach obrotu energią elektryczną na rynku regulowanym.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje następujące ograniczenia:

a) przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną jest zobowiązane do sprzedaży co najmniej 15% wytworzonej przez siebie w danym roku energii na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 roku o giełdach towarowych („**Ustawa o Giełdach Towarowych**“) lub na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi („**Ustawa o Instrumentach Finansowych**”);

b) przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną uprawnione do otrzymania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy o Rozwiązaniu KDT jest zobowiązane do sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej w części niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w powyższym punkcie (a), w sposób zapewniający równy i publiczny dostęp do tej energii w drodze otwartej licytacji prowadzonej na platformie internetowej (co należy rozumieć jako zbiór środków organizacyjnych i technicznych umożliwiających obrót energią w drodze natychmiastowego doboru ofert kupna i sprzedaży energii elektrycznej) na rynku regulowanym w rozumieniu Ustawy o Instrumentach Finansowych, bądź też na giełdach towarowych w rozumieniu Ustawy o Giełdach Towarowych.

Nowelizacja Prawa Energetycznego przewiduje kilka wyjątków wyłączających zastosowanie jego uregulowań. Zgodnie z tymi wyjątkami Nowelizacja Prawa Energetycznego nie ma zastosowania do następujących rodzajów energii elektrycznej:

1) dostarczanej od przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię dla odbiorcy końcowego z wykorzystaniem linii bezpośredniej;

2) wytworzonej ze źródła odnawialnego;

3) wytworzonej w procesie kogeneracji;

4) wykorzystywanej na potrzeby własne wytwórcy energii;

5) niezbędnej dla operatorów systemów ciepłowniczych i elektroenergetycznych do wykonywania przez nich ich obowiązków ustawowych; oraz

6) wytwarzanej w zakładzie o łącznej zainstalowanej mocy wytwórczej poniżej 50 MW.

Ponadto Prezes URE może na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zwolnić je z obowiązku przestrzegania przepisów Nowelizacji Prawa Energetycznego w zakresie wytwarzania energii elektrycznej:

1) sprzedawanej w celu wykonania zobowiązań długoterminowych wynikających z umów zawartych z instytucjami finansowymi w celu realizacji inwestycji związanych z wytwarzaniem energii; lub

2) wytwarzanej na potrzeby OSP oraz wykorzystywanej w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu energetycznego,

z zastrzeżeniem że powyższe zwolnienie nie będzie istotnie zaburzać równowagi konkurencyjnej na rynku energii elektrycznej ani powodować zakłóceń na rynku bilansującym.

Dyrektywa dotycząca poprawy efektywności końcowego wykorzystania energii

W dniu 5 kwietnia 2006 roku została uchwalona Dyrektywa 2006/32/WE dotycząca poprawy efektywności końcowego wykorzystania energii przez użytkowników końcowych oraz usług energetycznych. Celem dyrektywy jest poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii przez użytkowników końcowych, zarządzanie popytem na energię elektryczną oraz promocja wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Realizacja powyższych celów ma przyczynić się do obniżenia pierwotnego zużycia energii oraz poziomu emisji dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych.

Celem Dyrektywy jest też opłacalna ekonomicznie poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii w państwach członkowskich Unii Europejskiej poprzez: (i) określenie celów indykatywnych oraz stworzenie mechanizmów, zachęt i ram instytucjonalnych, finansowych i prawnych, niezbędnych do usunięcia istniejących barier rynkowych i czynników utrudniających efektywne końcowe wykorzystanie energii; oraz (ii) stworzenie warunków dla rozwoju i promowania efektywności energetycznej oraz dla dostarczania odbiorcom końcowym dalszych środków jej poprawy.

Jednym z mechanizmów realizacji celów dyrektywy może być system tzw. białych certyfikatów, tj. dokumentów potwierdzających roszczenia uczestników rynku w związku z oszczędnościami energetycznymi uzyskanymi w efekcie stosowania środków poprawy efektywności energetycznej. System ten może objąć obowiązek nabywania określonej liczby białych certyfikatów oraz dokonywania obrotu tymi dokumentami. Dyrektywa ma zastosowanie w szczególności do podmiotów dostarczających środki poprawy efektywności energetycznej, dystrybutorów energii, operatorów systemów dystrybucyjnych, przedsiębiorstw prowadzących detaliczną sprzedaż energii oraz odbiorców. Dyrektywa 2006/32/WE zobowiązuje państwa członkowskie Unii Europejskiej do przyjęcia i dążenia do osiągnięcia krajowego celu indykatywnego w zakresie oszczędności energii w wysokości 9% w dziewiątym roku stosowania tej dyrektywy. Państwa członkowskie muszą podjąć efektywne kosztowo, wykonalne i rozsądne środki służące osiągnięciu tego celu.

Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego dyrektywa ta nie została jeszcze wdrożona, ale państwa członkowskie Unii Europejskiej są w trakcie przyjmowania założeń do implementującej ją ustawy. W dniu 31 lipca 2007 roku Komitet Europejski Rady Ministrów przyjął Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej (EEAP) stanowiący realizację Dyrektywy 2006/32/WE. Krajowy Plan Działań określa też cel w zakresie oszczędności energii na rok 2016 wynoszący 53.452 GWh. Dokument określa również tzw. pośredni krajowy cel w zakresie oszczędności energii, przewidziany do osiągnięcia w roku 2010, wynoszący 11.878 GWh. Cel ten ma charakter indykatywny i wytycza ścieżkę dochodzenia do osiągnięcia celu przewidzianego na rok 2016 oraz umożliwia ocenę postępu w jego realizacji. Ponadto w dokumencie przedstawiono zarys środków i programów oraz wynikających z nich działań, które należy podjąć lub zaplanować w Polsce dla osiągnięcia krajowych celów indykatywnych.

Opodatkowanie podatkiem akcyzowym produktów energetycznych

Stosownie do przepisów Dyrektywy 2003/96/EC w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej opodatkowaniu akcyzą podlegają zarówno energia elektryczna, jak i węgiel. Zasadniczo dyrektywa stanowi, że obowiązek podatkowy powstaje w momencie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy. Ustala ona także minimalną wielkość podatku akcyzowego na poziomie 0,01 EUR /MWh w przypadku gospodarstw domowych oraz 0,5 EUR /MWh w przypadku przedsiębiorstw.

Zgodnie z polskimi przepisami obowiązującymi do 1 marca 2009 r. obowiązek zapłaty podatku akcyzowego spoczywał na producentach energii elektrycznej, co było niezgodne z Dyrektywą 2003/96. Na podstawie ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym wdrażającej przepisy Dyrektywy 2003/96 obowiązek zapłaty podatku akcyzowego spoczywa na dostawcy energii elektrycznej i powstaje z chwilą jej dostarczenia odbiorcy końcowemu, natomiast obowiązkiem tym nie jest już obciążony wytwórca energii elektrycznej. Zgodnie z polskim prawem akcyza wynosi 20 zł/MWh. Energia elektryczna pochodząca z odnawialnych źródeł energii jest zwolniona z akcyzy.

Ochrona środowiska

Prawo Ochrony Środowiska wraz z aktami wykonawczymi zapewnia ochronę ziemi, powietrza i wody przed zanieczyszczeniami oraz ochronę przed hałasem i polami elektromagnetycznymi. Prawo Ochrony Środowiska określa w szczególności zasady: (i) ochrony zasobów naturalnych w Polsce; (ii) ustalania warunków wprowadzania substancji lub energii do środowiska i kosztów korzystania ze środowiska związanych z tymi emisjami; oraz (iii) ustalania obowiązków organów administracji w zakresie ochrony środowiska oraz odpowiedzialność i sankcje związane z ochroną środowiska. W listopadzie 2008 r. przepisy dotyczące ochrony środowiska zostały zmienione oraz weszła w życie ustawa z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w jego ochronie oraz o ocenach oddziaływania na środowisko („**Ustawa o Udostępnianiu Informacji o Środowisku**").

Ograniczenia nałożone przez Prawo Ochrony Środowiska dotyczą użytkowania już istniejących instalacji, natomiast ograniczenia wynikające z Ustawy o Udostępnianiu Informacji o Środowisku dotyczą zasadniczo przedsięwzięć realizowanych od podstaw, które mogą istotnie oddziaływać na środowisko.

W przypadku niektórych inwestycji realizowanych od podstaw (inwestycje typu *green field*) uznanych przez stosowne przepisy prawa za przedsięwzięcia mogące znacząco oddziaływać na środowisko naturalne wymagane jest uzyskanie tzw. decyzji środowiskowej przed wydaniem zgody na daną inwestycję. Do tego rodzaju inwestycji przepisy zaliczają w szczególności farmy wiatrowe o całkowitej wysokości co najmniej 30 m, napowietrzne linie elektroenergetyczne określonych napięć, a także wiele innych rodzajów inwestycji infrastrukturalnych.

Przedsiębiorstwa energetyczne o mocy cieplnej źródeł wyższej niż 50 MW, aby móc prowadzić działalność, są obowiązane do uzyskania pozwolenia zintegrowanego, którego zakres obejmuje wszystkie elementy środowiska. Instalacje, które wymagają pozwoleń zintegrowanych, muszą spełnić wymagania w zakresie ochrony środowiska wynikające z najlepszych dostępnych technik zapewniających taką ochronę oraz zasadniczo nie mogą powodować przekroczenia dopuszczalnego poziomu emisji. Oddziaływanie instalacji lub urządzenia nie powinno ponadto powodować istotnego pogorszenia stanu środowiska lub zagrożenia życia lub zdrowia ludzi. Uzyskanie odpowiedniego pozwolenia jest także wymagane, z zastrzeżeniem określonych wyjątków, w przypadku eksploatacji instalacji powodujących: (i) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza; (ii) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi; (iii) wytwarzanie odpadów.

Niezależnie od wymogu posiadania pozwolenia na korzystanie ze środowiska za korzystanie ze środowiska pobierana jest opłata. Wysokość opłat określona jest w odpowiednich przepisach prawa.

Prawo Ochrony Środowiska przewiduje odpowiedzialność karną i administracyjną za naruszenie jego przepisów lub decyzji wydanych na jego podstawie. Prawo Ochrony Środowiska przewiduje w szczególności możliwość: (i) wstrzymania w określonym zakresie działalności podmiotu w przypadku, gdy powoduje ona pogorszenie stanu środowiska w znacznych rozmiarach lub zagraża życiu lub zdrowiu ludzi; oraz (ii) wstrzymania użytkowania instalacji, w przypadku gdy dany podmiot narusza warunki decyzji określającej wymagania dotyczące eksploatacji instalacji wymagającej zgłoszenia albo wprowadza substancje lub energie do środowiska bez wymaganego pozwolenia lub z naruszeniem jego warunków.

Natura 2000

W kwietniu 1979 oraz w maju 1992, Rada Wspólnot Europejskich przyjęła program mający na celu ochronę zasobów środowiskowych Europy, składający się z dyrektywy o ptakach oraz dyrektywy o siedliskach, a jej celem jest ochrona zagrożonych gatunków i ich siedlisk. Głównym celem regulacji jest stworzenie sieci obszarów szczególnie wrażliwych i istotnych dla różnorodności biologicznej w Europie – Sieci Natura 2000, oraz ich ochrona. Wszystkie Państwa Członkowskie EU mają obowiązek implementacji tej regulacji. W Polsce szczegółowe rozwiązania prawne dotyczące utworzonej sieci zostały zawarte w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 roku o ochronie przyrody. Zgodnie z jej postanowieniami, zabrania się podejmowania działań mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. Niedozwolone są zwłaszcza pogarszanie stanu siedlisk przyrodniczych lub siedlisk gatunków roślin i zwierząt, dla których ochrony wyznaczono obszar Natura 2000 oraz wywieranie niekorzystnego wpływu na populację gatunków, dla których ochrony wyznaczono obszar Natura 2000. Zabronione jest także pogarszanie integralności obszaru Natura 2000 i jego powiązań z innymi obszarami. Zasadę odnoszącą się do zakazu podejmowania działań szkodliwych dla przyrody na tych obszarach stosuje się nie tylko do już formalnie zatwierdzonych, ale i do projektowanych obszarów Natura 2000. Obszary projektowane umieszczono na oficjalnych listach opracowanych przez Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz na innych listach zgłoszonych do Komisji Europejskiej.

Uprawnienia do emisji

W celu ograniczenia emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji ustanowiony został system handlu uprawnieniami do emisji, uregulowany w Ustawie o Handlu Uprawnieniami do Emisji. System ten jest realizacją unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji, który z kolei wynika z międzynarodowych porozumień dotyczących zmian klimatu i globalnego ocieplenia. Porozumienia na poziomie międzynarodowym zostały uregulowane w szczególności w Protokole z Kioto z 1997 roku („**Protokół z Kioto**"), Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu z 1992 roku oraz Protokole Montrealskim z 1987 roku Na poziomie unijnym system został uregulowany w szczególności w Dyrektywie 2003/87/WE (ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie. Aktualnie – informacja dotyczy stanu z 3 grudnia 2009 roku - według danych Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu (unfccc.int) w systemie ukształtowanym przez Protokół z Kioto uczestniczy 191 państw (w tym państwa członkowskie Unii Europejskiej).

Na mocy postanowień Protokołu z Kioto kraje sygnatariusze zobowiązały się do redukcji o 5,2%, do 2012 roku, własnych emisji dwutlenku węgla, metanu, tlenków azotu, haloalkanów, sześciofluorku siarki i perfluorowęglowodorów - gazów powodujących efekt cieplarniany. W przypadku niedoboru bądź nadwyżki emisji tych gazów, sygnatariusze umowy zobowiązali się do zaangażowania się w wymianę handlową polegającą na odsprzedaży lub odkupieniu limitów od innych krajów.

Poza państwami członkowskimi UE unijny system handlu emisjami obowiązuje również pozostałych trzech członków Europejskiego Obszaru Gospodarczego, tj. Norwegię, Islandię i Lichtenstein. Obecnie według danych Eurostat obejmuje on ponad 10.000 instalacji w energetyce i przemyśle, na które łącznie przypada blisko połowa emisji dwutlenku węgla i 40% całkowitych emisji gazów cieplarnianych w UE.

Unijny system handlu emisjami działa w ten sposób, że jest określany limit całkowitego poziomu dozwolonych emisji. W ramach tego limitu możliwe jest kupowanie i sprzedawanie uprawnień do emisji stosownie do potrzeb. Dla każdego okresu handlowego państwa członkowskie opracowują krajowe plany rozdziału uprawnień do emisji (KPRU), które określają łączny poziom emisji objętych systemem oraz liczbę uprawnień do emisji otrzymywaną przez każdą instalację w danym kraju. Przedsiębiorstwa, które utrzymują emisje na poziomie niższym od przyznanych uprawnień, mogą sprzedać nadwyżki uprawnień. Natomiast instalacje, które nie są w stanie utrzymać emisji na poziomie zgodnym z przydziałem uprawnień, mogą podjąć działania na rzecz zmniejszenia emisji albo zakupić dodatkowe uprawnień do emisji na rynku, bądź zastosować oba te rozwiązania jednocześnie. System handlu emisjami w UE został uruchomiony w 2005 roku, a pierwszy okres handlowy trwał trzy lata, do końca 2007 roku. Drugi okres handlowy rozpoczął się w 2008 roku i będzie trwał pięć lat, do końca 2012 roku.

W ramach systemu handlu emisjami państwa członkowskie mogą zezwolić swoim operatorom na wykorzystywanie jednostek z tytułu projektów służących redukcji emisji w krajach trzecich do rozliczania własnych emisji w taki sam sposób, jak uprawnień otrzymanych zgodnie z systemem unijnym.

W styczniu 2008 roku Komisja Europejska zaproponowała szereg zmian dotyczących systemów handlu uprawnieniami do emisji. Zmiany te obejmowały w szczególności: (i) wprowadzenie centralnego unijnego planu rozdziału limitów uprawnień do emisji zamiast 27 krajowych planów rozdziału; (ii) zastąpienie większości planów rozdziału uprawnień (60+ %) sprzedażą w drodze licytacji przeprowadzaną przez państwa członkowskie zamiast nieodpłatnego rozdziału; oraz (iii) włączenie dwóch nowych gazów (podtlenek azotu i perfluorowęglowodór) do systemu handlu emisjami. Dyrektywa 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 roku, zmieniająca Dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych („**Dyrektywa 2009/29**") wprowadza w życie niektóre propozycje Komisji Europejskiej oraz ustanawia ramy dla wspólnotowego planu handlu emisjami po roku 2012.

W Polsce system handlu uprawnieniami do emisji implementuje Ustawa o Handlu Uprawnieniami do Emisji. Nadzór nad systemem sprawuje Minister Ochrony Środowiska, a systemem administruje Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

Zgodnie z Ustawą o Handlu Uprawnieniami do Emisji przydziały uprawnień do emisji są ustalane w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień (KPRU). Plan jest opracowywany oddzielnie dla systemu krajowego oraz wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji. Plan dla systemu wspólnotowego podlega zatwierdzeniu przez Komisję Europejską. Po uzyskaniu zatwierdzenia Komisji Europejskiej plan jest następnie przyjmowany przez Radę Ministrów w formie załącznika do rozporządzenia wykonawczego do Ustawy o Handlu Uprawnieniami do Emisji. 1 lipca 2008 roku zostało przyjęte Rozporządzenie w sprawie przyjęcia KPRU na lata 2008-2012 (tzw. KPRU II). Rozporządzenie w sprawie przyjęcia KPRU zostało przyjęte bez wymaganej przez Ustawę o Handlu Uprawnieniami do Emisji akceptacji Komisji Europejskiej.

Rozporządzenie w sprawie przyjęcia KPRU II przewiduje, że całkowita liczba uprawnień do emisji dwutlenku węgla na okres rozliczeniowy 2008-2012 będzie wynosiła 1.042.576.975. Limit uprawnień do emisji dwutlenku węgla przyznany dla sektora elektroenergetycznego wynosi 132.269.318 na każdy rok w okresie 2008-2012.

Komisja Wspólnot Europejskich na lata 2008-2012 przyznała Polsce uprawnienia do emisji 208,5 mln ton dwutlenku węgla rocznie, co stanowi o 26,7% mniej niż roczna liczba uprawnień wnioskowana przez Polskę (Polska wnioskowała o 284, 6 min ton rocznie). Polska zaskarżyła powyższą decyzję do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości. Europejski Trybunał Sprawiedliwości unieważnił decyzję Komisji Europejskiej z 2007 roku o ograniczeniu emisji dwutlenku węgla przez polskie spółki w latach 2008 – 2012. Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego Komisja Europejska odwołała się od tego wyroku, a na mocy decyzji z dnia 11 grudnia 2009 roku odrzuciła KPRU II na lata 2008-2012 zgłoszony w czerwcu 2006 roku, zobowiązując Polskę do opracowania nowego planu przydziału uprawnień.

Po roku 2012 system licytacji będzie podstawowym systemem rozdziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Kwestia ta jest uregulowana w Dyrektywie 2009/29/WE, która powinna być wdrożona do końca 2012 roku Dyrektywa przewiduje, że państwom członkowskim można tymczasowo przyznawać bezpłatne uprawnienia do emisji dla instalacji wytwarzających energię elektryczną znajdujących się w eksploatacji w dniu 31 grudnia 2008 roku lub instalacji wytwarzających energię elektryczną, w przypadku których proces inwestycyjny został zainicjowany przed upływem tego terminu.

Decyzja w sprawie udzielenia bezpłatnych uprawnień danemu państwu członkowskiemu zależy od przyszłych działań tego państwa oraz Komisji Europejskiej. W odniesieniu do tymczasowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji państwom członkowskim po roku 2012, postanowiono, że w roku 2013 łączna liczba bezpłatnych uprawnień przyznanych tymczasowo nie przekroczy 70% średniorocznych zweryfikowanych emisji w latach 2005-2007 pochodzących od przedsiębiorstw energetycznych w danych państwach członkowskich. Ilość ta będzie stopniowo obniżana, aż do całkowitej eliminacji bezpłatnych uprawnień w roku 2020.

Każde państwo członkowskie będzie przydzielać określoną liczbę uprawnień poszczególnym instalacjom (elektrowniom) w oparciu o wielkość emisji w latach 2005 i 2007 lub wskaźniki emisji dwutlenku węgla ważone rodzajem paliwa (system ten zostanie przyjęty do końca 2010 roku). Do 30 września 2011 roku każde państwo członkowskie zobowiązane jest do przedłożenia Komisji Europejskiej wykazu urządzeń oraz wykazu przydzielonych mu bezpłatnych uprawnień do emisji.

Wymogi prawne w zakresie emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu

Zgodnie z Dyrektywą 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania oraz Dyrektywą 2001/81/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza, jak również polskimi regulacjami prawnymi, źródła spalania muszą dotrzymywać stosownych standardów w zakresie emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu. W Załączniku I do Dyrektywy 2001/81/WE zostały ustalone krajowe poziomy emisji dla dwutlenku siarki i dla tlenków azotu, które mają zostać osiągnięte przez poszczególne państwa członkowskie do roku 2010. Krajowe poziomy emisji stanowią maksymalną ilość substancji wyrażoną w kilotonach, którą państwo członkowskie może emitować w roku kalendarzowym.

Wstępując do Unii Europejskiej Polska uzyskała okresy przejściowe dla imiennie wskazanych instalacji, między innymi dla Elektrowni Kozienice, zgodnie z którymi: (i) dla emisji dwutlenku siarki nie stosuje się wartości dopuszczalnych emisji w okresie do 31 grudnia 2015 roku dla pięciu bloków 200 MW; a (ii) dla emisji tlenków azotu nie stosuje się wartości dopuszczalnych emisji obowiązujących od 1 stycznia 2016 roku (w obiektach o mocy cieplnej spalania wyższej niż 500 MW) w okresie do 31 grudnia 2017 roku dla trzech bloków 200 MW i dwóch bloków 500 MW. Pomimo wprowadzenia okresów przejściowych, w Traktacie Akcesyjnym umieszczono ogólne zastrzeżenie, że w okresie przejściowym emisja dwutlenku siarki i tlenków azotu ze wszystkich obiektów energetycznego spalania nie może przekroczyć we wskazanych latach następujących pułapów:

	Limity dopuszczalnych emisji		
	2008	**2010**	**2012**
Rodzaj emisji	*(w tys. ton rocznie)*		
$S0_2$	454	426	358
NO_x	254	251	239

Status prawny urządzeń służących do dystrybucji energii elektrycznej

Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego właściciel gruntu jest, co do zasady, jednocześnie właścicielem budynków i urządzeń związanych z gruntem w sposób trwały. Status urządzeń przesyłowych (służących do doprowadzania wody lub odprowadzania ścieków oraz doprowadzania pary, gazu, energii elektrycznej oraz innych podobnych urządzeń) jest jednak uregulowany w sposób odmienny. Tym samym, urządzenia służące do dystrybucji energii elektrycznej, o ile wchodzą w skład przedsiębiorstwa energetycznego, nie należą do właściciela gruntu, a do przedsiębiorstwa energetycznego. Regulacja ta, jak również jej interpretacja, doprowadziła na przestrzeni ostatnich lat do licznych sporów pomiędzy właścicielami gruntów a przedsiębiorstwami energetycznymi. W związku z powyższym, w ciągu ostatnich kilku lat prowadzone były prace nad zmianą Kodeksu Cywilnego w przedmiotowym zakresie. Ostatecznie, w dniu 30 maja 2008 roku, Sejm RP uchwalił ustawę o zmianie Kodeksu Cywilnego, która rozszerzyła

możliwość umownego kształtowania statusu prawnego urządzeń przesyłowych (w tym urządzeń służących do dystrybucji energii elektrycznej), a także wprowadziła nowy rodzaj służebności, tzw. służebność przesyłu. Ustawa została opublikowana w Dzienniku Ustaw z dnia 2 lipca 2008 roku i weszła w życie 3 sierpnia 2008 roku

Ustawa przewiduje, że w przypadku, gdy przedsiębiorstwo, w tym przedsiębiorstwo energetyczne, korzysta z urządzeń przesyłowych (w tym służących do dystrybucji energii elektrycznej) wybudowanych ze środków osoby trzeciej, tytuł prawny do takich urządzeń będzie regulować umowa określająca również sposób korzystania z takich urządzeń przez przedsiębiorstwo energetyczne. Jeżeli przedsiębiorstwo odmówi zawarcia takiej umowy, osobie, która poniosła koszty budowy urządzeń, będzie przysługiwało roszczenie o nabycie własności urządzeń przez przedsiębiorstwo. Z roszczeniem takim może również wystąpić samo przedsiębiorstwo.

Ponadto, dla zapewnienia przedsiębiorstwom dostępu do urządzeń przesyłowych (w tym służących do dystrybucji energii elektrycznej) znajdujących się na cudzej nieruchomości w celu ich naprawy bądź konserwacji, wprowadzono nową instytucję, tzw. służebność przesyłu. Zgodnie z nowelizacją Kodeksu Cywilnego nieruchomość będzie można obciążyć służebnością przesyłu na rzecz przedsiębiorstwa, które zamierza wybudować na tej nieruchomości urządzenia lub które jest właścicielem zlokalizowanych na niej urządzeń. Przedsiębiorstwo będzie mogło korzystać z nieruchomości w zakresie zgodnym z przeznaczeniem ww. urządzeń. Służebność przesyłu będzie ustanawiana na podstawie umowy między właścicielem nieruchomości a przedsiębiorstwem. Jeżeli właściciel nieruchomości odmówi ustanowienia służebności, a będzie ona konieczna do korzystania z urządzeń, przedsiębiorstwo może żądać jej ustanowienia za wynagrodzeniem na drodze sądowej. Sama służebność będzie przechodzić na nabywcę przedsiębiorstwa lub urządzeń, natomiast wygaśnie najpóźniej wraz z likwidacją przedsiębiorstwa. Po wygaśnięciu służebności, przedsiębiorstwo obowiązane będzie usunąć urządzenia.

OTOCZENIE RYNKOWE

Wybrane dane makroekonomiczne i statystyczne zawarte w niniejszym Rozdziale zostały przygotowane na podstawie różnych dokumentów, w tym w szczególności raportu Agencji Rynku Energii S.A. przygotowanego na zlecenie Spółki specjalnie na potrzeby niniejszego Dokumentu Ofertowego, jak również na podstawie informacji zaczerpniętych ze źródeł publicznie dostępnych (Eurostat), publikacji branżowych, a także naszych wewnętrznych analiz i raportów. Dane makroekonomiczne oraz statystyczne dotyczące Polski zostały zaczerpnięte głównie z informacji publikowanych przez Główny Urząd Statystyczny i Urząd Regulacji Energetyki, oraz z innych polskich publikacji rządowych. Źródło pochodzenia informacji zewnętrznych podawane jest każdorazowo w przypadku użycia takich informacji w Dokumencie Ofertowym. W przypadku wykorzystania w Dokumencie Ofertowym informacji pochodzących od osób trzecich, informacje te zostały dokładnie odtworzone, jak również, na ile Spółka jest w stanie to ustalić bądź potwierdzić na podstawie informacji pochodzących od osób trzecich, nie pominięto żadnych faktów, których pominięcie powodowałoby, że informacje przedstawione w Dokumencie Ofertowym wprowadzałyby w błąd lub byłyby nieprawidłowe. Nie zamierzamy uaktualniać jakichkolwiek danych dotyczących branży lub rynku, zaprezentowanych w Dokumencie Ofertowym, ani nie podejmujemy w tym zakresie żadnych zobowiązań, z zastrzeżeniem obowiązków wynikających z przepisów prawa.

Uwarunkowania makroekonomiczne

Od momentu wstąpienia do Unii Europejskiej w dniu 1 maja 2004 roku Polska odnotowuje dynamiczne tempo wzrostu gospodarczego. Wzrost ten wyraża się różnymi wskaźnikami ekonomicznymi, takimi jak Produkt Krajowy Brutto (PKB), popyt krajowy, dynamika handlu zagranicznego i inne.

Według GUS, w roku 2004 odnotowano wzrost PKB na poziomie 5,3%. Pierwszą połowę roku 2005 charakteryzowało wolniejsze tempo wzrostu, jednak w drugiej połowie roku nastąpiło przyspieszenie i w rezultacie rok 2005 zakończył się 3,6% wzrostem PKB.

Trend wzrostowy PKB był kontynuowany w latach 2006-2007. W 2006 roku odnotowano wzrost PKB wynoszący 6,2%. Według danych opublikowanych przez GUS, wzrost PKB w 2007 roku wyniósł 6,6% i tym samym był najwyższą wartością od roku 1997. Chociaż wzrost gospodarczy w 2008 roku osiągnął wysoki poziom około 5,0% PKB, był on niższy o 1,5% w porównaniu z rokiem 2007. Przyczyną spadku wzrostu gospodarczego w 2008 roku był globalny kryzys finansowy. Kryzys finansowy zaczął wywierać wpływ na gospodarkę polską w czwartym kwartale 2008 roku, co przejawiało się w spowolnieniem produkcji oraz spadkiem popytu krajowego.

W poniższej tabeli przedstawione są główne elementy wpływające na wzrost Produktu Krajowego Brutto we wskazanych okresach.

	2004	2005	2006	2007	2008
			(mld PLN)[1]		
Realny PKB	888,2	958,0	1.044,7	1.167,8	1.272,8
Dynamika realnego PKB i składników realnego PKB [2]	105,3	103,6	106,2	106,6	105,0
Popyt krajowy	106,0	102,4	107,3	108,3	105,5
Nakłady brutto na nieruchomości, maszyny i urządzenia	106,4	106,5	115,6	1.117,6	108,2
Wartość dodana brutto, w tym:	105,2	103,3	106,0	106,7	105,0
Przemysł	110,5	103,5	110,0	107,5	106,6
Budownictwo	101,8	107,8	112,5	116,4	109,1
Usługi rynkowe	104,2	103,6	105,3	106,7	103,5

Źródło: GUS
[1] W cenach stałych średniorocznych roku poprzedniego
[2] W cenach średniorocznych roku bieżącego

W 2008 roku siłą sprawczą wzrostu PKB był przede wszystkim przyrost wartości dodanej w sektorze przemysłu (o 6,6%) oraz w budownictwie (o 9,1%). Obserwowane czynniki wzrostu (popyt na dobra inwestycyjne, stabilny wzrost konsumpcji oraz eksportu) odzwierciedlają fakt, że kryzys finansowy obserwowany na rynkach światowych nie miał istotnego wpływu na gospodarkę Polski. Zgodnie z danymi GUS wzrost PKB w roku 2009 wyniósł około 1,7% oraz był jednym z najwyższych w Unii Europejskiej. Zjawiska związane z recesją mogły być obserwowane w Unii Europejskiej poprzez ujemne wskaźniki PKB. Stosunkowo korzystna sytuacja gospodarcza w Polsce wynika ze wzrostu popytu krajowego i eksportu. Zdaniem niezależnych ekspertów oraz Ministerstwa Gospodarki wzrost gospodarczy w roku 2010 będzie na poziomie 2% PKB. Będzie to prawdopodobnie najwyższy wskaźnik PKB w Unii Europejskiej.

Historia

Aktualna całościowa struktura polskiego rynku energetycznego została w dużym stopniu ukształtowana przez zmiany dokonane w ciągu ostatnich trzynastu lat. Zmiany te zostały zapoczątkowane w 1997 roku wraz z wejściem w życie nowej ustawy regulującej rynek elektroenergetyczny, tj. Prawa Energetycznego. Nowemu ustawodawstwu towarzyszyły procesy planowej demonopolizacji państwowego sektora elektroenergetycznego obejmujące jego podział na podsektory zajmujące się wytwarzaniem, przesyłem, dystrybucją oraz obrotem energią. Kolejnym skutkiem wprowadzenia Prawa Energetycznego była konsolidacja niektórych spółek. W latach 2002-2004, spółki dostarczające energię zostały skonsolidowane w cztery grupy energetyczne: ENEA, EnergiaPro Koncern Energetyczny („**EnergiaPro**"), Enion i ENERGA. W 2005 roku podjęte zostały próby skonsolidowania w ramach Wschodniej Grupy Energetycznej spółek dystrybucyjnych działających na obszarze wschodniej Polski, jednakże konsolidacja ta ostatecznie nie doszła do skutku. Następnie, w latach 2006-2008, nastąpiła dalsza konsolidacja uczestników rynku, co doprowadziło do powstania czterech skonsolidowanych grup energetycznych: ENEA, Turon Polska Energia S.A. („**Tauron**"), Polska Grupa Energetyczna („**PGE**") oraz ENERGA. Liberalizacja polskiego sektora energetycznego dokonała się głównie poprzez otwarcie na zwiększoną konkurencję oraz wprowadzenie zasady TPA. Ponadto, z dniem 1 lipca 2004 roku nastąpiło wydzielenie operatora systemu przesyłowego (zgodnie z wymogami Dyrektywy 2003/54/WE), którym została nowopowstała spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. („**PSE Operator**"), a następnie, z dniem 30 czerwca 2007 roku, nastąpiło wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych ze struktur spółek zajmujących się obrotem i dystrybucją energii, również zgodnie z wymogami unijnej Dyrektywy, po czym, w dniu 1 kwietnia 2008 roku, miało miejsce przedterminowe rozwiązanie KDT, zgodnie z Ustawą o Rozwiązaniu KDT. Powyższym zmianom towarzyszyło przejście od cen regulowanych w formie taryf dla poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych zatwierdzanych przez Prezesa URE do częściowego ich uwolnienia, jak również wydzielenie operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo uczestniczących w dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej.

Polski sektor elektroenergetyczny nadal znajduje się w fazie przejściowej. Skonsolidowane grupy są stopniowo prywatyzowane. W listopadzie 2008 roku miała miejsce pierwsza oferta publiczna grupy ENEA, obejmująca sprzedaż 23,5% jej kapitału zakładowego (wg stanu po transakcji). 15% kapitału zakładowego PGE zostało sprzedane inwestorom w październiku 2009 roku. Pierwsza oferta publiczna grupy Tauron i sprzedaż akcji na rzecz inwestora strategicznego ENERGA planowane są na rok 2010. Jednocześnie trwają intensywne procesy restrukturyzacyjne w największej grupie, tj. w PGE.

Informacje ogólne

Według danych Eurostat, w roku 2008 polski sektor energetyczny był szóstym największym sektorem w Unii Europejskiej pod względem całkowitej mocy wytwórczej energii elektrycznej. W okresie ostatnich pięciu lat średnioroczne krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło z 144.866 GWh w 2004 roku do 154.271 GWh w 2008 roku, co daje średnią roczną stopę wzrostu na poziomie 1,6%. Według danych IEA/OECD, w tym samym okresie średnia roczna stopa wzrostu zużycia energii elektrycznej w krajach Europy Zachodniej wynosiła 0,6%. Wskaźnik średniego krajowego całkowitego zużycia energii elektrycznej na osobę w Polsce wzrósł z 3,8 MWh w 2004 roku do prawie 4,0 MWh w 2008 roku (zużycie energii przez odbiorców końcowych pomniejszone o straty i różnice wynosiło w 2008 roku 2,8 MWh na osobę). Wpływ na powyższe zwiększenie średniego zużycia energii miało wiele czynników, w szczególności wzrost PKB i wyrównywanie różnicy w zużyciu energii elektrycznej z innymi państwami europejskimi. Według danych ARE, średnie zużycie energii elektrycznej na osobę w Polsce było w 2008 roku o około 46% niższe niż w krajach Europy Zachodniej (z wyłączeniem Norwegii i Szwajcarii). Według danych zwartych w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku", do roku 2025 krajowe zużycie energii elektrycznej na osobę w Polsce ma wzrosnąć o około 29%. Dla celów niniejszego punktu, Europa Zachodnia obejmuje następujące kraje: Austria, Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Niemcy, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Norwegia, Portugalia, Szwecja, Szwajcaria, Wielka Brytania i Włochy.

Poniższa tabela przedstawia wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce z podziałem na odbiorców w latach 2006-2008 oraz w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku.

	2006	2007	2008	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.	Dynamika 2006-2008
		(GWh)			*(%)*
Zużycie w kraju w tym:	**136.685**	**139.535**	**143.016**	**108.880**	**4,6**
Przemysł, w tym:	68.130	71.879	72.979	…	7,1
Potrzeby energetyczne elektrowni	*14.213*	*13.964*	*13.772*	*10.439*	*(3,1)*
Pomp. wody w el. szczyt.-pomp	*1.399*	*888*	*890*	*574*	*(36,4)*
Budownictwo	573	788	674	…	17,6
Rolnictwo[(1)]	404	389	451	…	11,6
Transport	4.426	5.593	5.500	…	24,3
Pozostali odbiorcy w tym:	55.458	55.202	63.412	…	14,3
Lokale mieszkalne[(2)]	*27.549*	*27.486*	*28.292*	*21.277*	*2,7*

	2006	2007	2008	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.	Dynamika 2006-2008
			(GWh)		*(%)*
Straty	14.021	14.416	11.255	8.199	(19,7)
Zużycie ogółem	**150.706**	**153.951**	**154.271**	**115.527**	**2,4**

Źródło: ARE
… brak danych
(1) *tylko duże komercyjne gospodarstwa rolne*
(2) *łącznie z małymi gospodarstwami rolnymi*

Według danych ARE, w 2008 roku łączne całkowite zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło 154,27 TWh, a zużycie energii przez odbiorców końcowych 119,78 TWh. Do największych segmentów odbiorców energii elektrycznej należały przemysł i lokale mieszkalne, których udziały w łącznym całkowitym zużyciu krajowym wyniosły w 2008 roku odpowiednio 47,3% i 18,3%. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku, łączne zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło 115,53 TWh, a zużycie energii przez odbiorców końcowych 85,55 TWh.

W nadchodzących latach prognozowany jest dalszy wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce. Według danych zawartych w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku", łączne krajowe zużycie energii elektrycznej wzrośnie do roku 2025 o około 29%.

W roku 2008 sprzedaż energii elektrycznej przez elektrownie i elektrociepłownie (w ujęciu ilościowym) wyniosła, według danych ARE, 136,7 TWh, z czego 7,76% stanowiła sprzedaż w ramach KDT (transakcje sprzedaży miały miejsce wyłącznie przed 1 kwietnia 2008 roku). Udział KDT osiągnął maksimum przekraczające 50% sprzedaży ogółem w roku 2005, po czym zaczął spadać wraz z wygasaniem tego rodzaju kontraktów. Na mocy Ustawy o Rozwiązaniu KDT, wygasły one z dniem 1 kwietnia 2008 r. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku sprzedaż energii elektrycznej (w ujęciu ilościowym według danych ARE) wyniosła 100,2 TWh.

Handel hurtowy energią elektryczną na polskim rynku do końca pierwszego kwartału 2008 roku odbywał się w minionych latach głównie w ramach KDT oraz na podstawie kontraktów krótko- i średnioterminowych. Ustawa o Rozwiązaniu KDT miała wpływ na aktualną strukturę i rozwój konkurencji na polskim rynku energetycznym (zob. „Otoczenie regulacyjne – Rozwiązanie KDT"). Po rozwiązaniu KDT większość energii elektrycznej była sprzedawana przez wytwórców na podstawie umów dwustronnych. Przedsiębiorstwa obrotu kupowały większość energii elektrycznej od wytwórców – w latach 2008 i 2009 ilość ta przekroczyła 83%.

Według danych ARE, udział energii sprzedawanej na giełdzie w Polsce był nadal znacznie niższy niż w innych krajach UE i w 2008 roku wyniósł on 0,24%, natomiast stosunkowo wysoki był udział obrotu energią na rynku bilansującym wynoszący 6,95%. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku, udział energii ogółem sprzedawanej na giełdzie wyniósł 0,18%, a udział obrotu energią na rynku bilansującym 6,16%.

Poniższa tabela prezentuje kierunki sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie i elektrociepłownie zawodowe według grup odbiorców (za rok 2008 oraz za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku).

	2008	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009
	(%)	
Przedsiębiorstwa obrotu (w tym dawne spółki dystrybucyjne)	83,33	91,72
Kontrakty długoterminowe	7,76	-
Rynek bilansujący	6,95	6,16
Odbiorcy końcowi	1,70	1,92
Giełda	0,24	0,18
Eksport	0,01	0,01
Pozostała sprzedaż	0,01	0,01
Razem	**100**	**100**

Źródło: ARE

Poniższa tabela przedstawia średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej spółek krajowej sieci elektrowni cieplnych w latach 2006-2008.

	2006	2007	2008	Dynamika 2006/2008
		(PLN/MWh)		*(%)*
W ramach KDT	170,69	176,63	186,6	9,3
Poza KDT, w tym:	119,20	127,20	152,6	28,0
Spółki dystrybucyjne	*118,76*	*127,57*	-	-
Przedsiębiorstwa obrotu (w 2008 roku z uwzględnieniem dawnych spółek dystrybucyjnych)	*116,65*	*125,32*	*148,5*	*27,3*
Rynek giełdowy	*136,60*	*124,99*	*246,3*	*80,31*
Rynek bilansujący	*133,24*	*132,83*	*193,6*	*45,30*

	2006	2007	2008	Dynamika 2006/2008
		(PLN/MWh)		*(%)*
Razem	**138,46**	**142,79**	**155,1**	**12,02**

Źródło: 2004-2007 URE, 2008 ARE

Znaczny wzrost cen hurtowych energii elektrycznej odnotowano w Polsce w roku 2008. Średnia cena sprzedaży w transakcjach dokonywanych na podstawie KDT w segmentach rynkowych wzrosła zaledwie o 5,6% w porównaniu z rokiem 2007, lecz wartość ta dotyczy jedynie pierwszego kwartału 2008 roku, co wynika z rozwiązania KDT z dniem 1 kwietnia 2008 roku. Średnia cena sprzedaży ogółem poprzez zawodowe elektrownie cieplne wzrosła w 2008 roku o 8,6% w porównaniu z rokiem 2007. Jednak na rynku konkurencyjnym (tj. nieobjętym KDT) ceny wzrosły w bardziej widoczny sposób, średnio o prawie 20%. Średnia cena dla głównych podmiotów nabywających energię – tj. dla przedsiębiorstw obrotu, wzrosła o 23,2 PLN/MW, do poziomu 148,5 PLN/MW w roku 2008. Bardzo wysoki wzrost cen pomiędzy rokiem 2007 a 2008 miał miejsce na energetycznym rynku giełdowym (wzrost wyniósł 97,1%). Dotyczyło to jednak bardzo małych ilości energii elektrycznej, które objęte były obrotem giełdowym. Średnia cena na rynku bilansującym w porównaniu z rokiem 2007 wzrosła o 45,8%, osiągając poziom 193,6 PLN/MW. Szybki wzrost cen energii elektrycznej w niektórych segmentach rynku hurtowego był spowodowany rosnącymi cenami węgla kamiennego, wzrostem stałych kosztów wytwarzania oraz rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną pod koniec 2007 roku oraz w pierwszych trzech kwartałach 2008 roku.

Poniższa tabela prezentuje strukturę sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu (dawne spółki dystrybucyjne) w pierwszej połowie 2009 roku.

	I półrocze 2009
	(%)
Odbiorcy niekorzystający z prawa wyboru sprzedawcy	76,25
Operatorzy systemów dystrybucyjnych & TSO (lub inne spółki sieciowe)	7,37
Odbiorcy korzystający z prawa wyboru sprzedawcy	8,15
Spółki obrotu (w tym dawne spółki dystrybucyjne)	5,15
Rynek bilansujący	1,80
Eksport	0,47
Towarowa Giełda Energii	0,40
Elektrownie	0,05
Pozostali odbiorcy	0,36
Razem	**100,0**

Źródło: ARE

Rynek energii elektrycznej

Sektor energii elektrycznej obejmuje następujące rodzaje działalności: wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót energią elektryczną.

Wytwarzanie energii elektrycznej

Działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej jest prowadzona przez elektrownie oraz elektrociepłownie. Co do zasady prowadzenie tej działalności wymaga uzyskania stosownej koncesji. Wytwórcy energii mogą sprzedawać energię elektryczną zarówno przedsiębiorstwom obrotu, jak i odbiorcom końcowym. W ramach wytwarzania energii elektrycznej można wyróżnić następujące podgrupy: (i) wytwórcy energii ze źródeł konwencjonalnych (tzw. energii czarnej), którzy wykorzystują paliwa konwencjonalne takie jak węgiel; (ii) wytwórcy energii w kogeneracji węglowej (tzw. energii czerwonej) oraz kogeneracji gazowej (tzw. energii żółtej); oraz (iii) wytwórcy energii ze źródeł odnawialnych (tzw. energii zielonej), którzy wykorzystują źródła odnawialne takie jak spalanie biomasy, energię z wiatru czy energię słoneczną. W Polsce, w odniesieniu do czerwonej, żółtej oraz zielonej energii, istnieją szczególne regulacje prawne.

Zmiany w Prawie Energetycznym wprowadzone w dniu 24 lipca 2002 wprowadziły warunki do rozwoju i wspierania instalacji wytwórczych energii ze źródeł odnawialnych oraz tzw. wysokosprawnych instalacji pracujących w trybie kogeneracji. Producenci energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz energii wytwarzanej w wysokosprawnych procesach kogeneracji uzyskali na mocy Prawa Energetycznego warunki preferencyjne. Wynikają one między innymi z obowiązku zakupu określonych ilości tego rodzaju energii ciążącego na wszystkich przedsiębiorstwach obrotu energią elektryczną oraz przedsiębiorstwach dystrybucji energii elektrycznej w odniesieniu do energii z kogeneracji. Dokładne ilości są określone w ustawie. Nowelizacja Prawa Energetycznego z 4 marca 2005 roku wprowadziła też świadectwa pochodzenia dla energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz mechanizm obrotu tymi świadectwami. Najważniejszą konsekwencją powyższych przepisów jest podział przychodu ze sprzedaży

energii odnawialnej na dwa składniki: (i) przychód z fizycznej sprzedaży energii elektrycznej – wytwórca otrzymuje płatność skalkulowaną na podstawie średniej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za poprzedni rok, oraz (ii) przychód ze sprzedaży świadectw pochodzenia. W przypadku energii elektrycznej „czerwonej" i „żółtej", istniejący wcześniej obowiązek zakupu określonych ilości tych rodzajów energii został zastąpiony obowiązkiem zakupu i umorzenia świadectw pochodzenia energii z procesów kogeneracji. Spółki wytwarzania i obrotu energią elektryczną są zobowiązane do kupowania, a następnie do przedstawiania Prezesowi URE do umorzenia odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia energii z procesów kogeneracji.

Na koniec 2008 roku, krajowa łączna moc osiągalna do produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosiła 35.377 MW, a na dzień 30 września 2009 roku – 35.539 MW.

Poniższa tabela prezentuje statystyczne zestawienie osiągalnej mocy wytwórczej oraz produkcji energii elektrycznej z podziałem na źródła wytwarzania za wskazane okresy.

	Moc			Produkcja		
	2007	2008	Dynamika 2008/2007	2007	2008	Dynamika 2008/2007
	(MW)		*(%)*	*(GWh)*		*(%)*
Elektrownie zawodowe	32.620	32.614	99,98	150.667	148.193	98,36
Cieplne, w tym:	30.362	30.354	99,97	148.024	145.728	98,45
węglowe	20.692	20.447	98,82	90.926	84.020	92,40
w tym: elektrociepłownie	4.804	4.680	97,42	20.452	20.382	99,66
węgiel brunatny	8.819	9.053	102,65	51.051	54.419	106,60
gaz	847	850	100,35	4.411	94.588	104,01
wodne	2.258	2.261	100,13	2.643	2.465	93,27
w tym elektrownie szczytowo-pompowe	1.406	1.406	100,00	586	590	100,68
Elektrownie przemysłowe	2.118	2.084	98,39	7.665	6.611	86,25
Pozostałe[1]	428	679	158,64	1.016	1.374	135,24
RAZEM	**35.166**	**35.377**	**100,60**	**159.348**	**156.178**	**98,01**
w tym źródła odnawialne	1.313	1.568	119,42	5.384	6.596	122,51

Źródło: ARE

[1] Źródła odnawialne działające poza strukturami przedsiębiorstw wytwórczych.

Obrót energią elektryczną

Obrót energią elektryczną polega na sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców lub przedsiębiorstwa obrotu innym przedsiębiorstwom obrotu lub odbiorcom końcowym. Prowadzenie tej działalności wymaga uzyskania stosownej koncesji wydawanej przez Prezesa URE. Przedsiębiorstwa obrotu mogą nabywać oraz sprzedawać energię elektryczną od i do dowolnie wybranych podmiotów oraz mają prawo dostępu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na równych zasadach, natomiast wszyscy odbiorcy w Polsce mają prawo swobodnego wyboru podmiotu, który będzie im sprzedawał energię elektryczną.

Prawo Energetyczne ustanawia tzw. sprzedawcę z urzędu, którym jest przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe na podstawie umowy dotyczącej zarówno sprzedaży, jak i dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z Prawem Energetycznym sprzedawca z urzędu zobowiązany jest do świadczenia usług kompleksowych oraz do zawarcia umowy na takie usługi z każdym gospodarstwem domowym, które zamierza taką umowę podpisać i które nie wykorzystuje prawa do wyboru sprzedawcy. Sprzedawców z urzędu wyłania Prezes URE w drodze przetargu lub, w określonych sytuacjach, w drodze decyzji administracyjnej.

Zgodnie z Dyrektywą 2009/72/WE wszyscy odbiorcy końcowi będący gospodarstwami domowymi mają prawo do obsługi na ogólnie obowiązujących zasadach, tj. prawo do dostaw energii elektrycznej określonej jakości, po uzasadnionych, łatwo i jasno porównywalnych oraz przejrzystych cenach ustalonych w sposób, który nie dyskryminuje żadnego z nich. Jednak ceny rynkowe powinny stanowić bodziec do rozwoju sieci oraz do inwestowania w nowe moce wytwórcze.

Na rynku polskim funkcjonuje szereg przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią elektryczną. Według informacji opublikowanych przez URE na dzień 3 marca 2009 roku, przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce posiadały 436 koncesji na prowadzenie obrotu energią elektryczną. Największymi uczestnikami rynku są grupy energetyczne powstałe w wyniku konsolidacji w latach 2006-2008, tj.: ENEA, PGE, Tauron, ENERGA oraz działające w Polsce Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. („**Vattenfall**") i RWE Polska S.A. Łączny udział powyższych podmiotów w krajowym obrocie energią stanowił 82,3% łącznego zużycia energii w Polsce w 2008 roku (z wyłączeniem strat sieciowych).

Hurtowy obrót energią elektryczną odbywa się przede wszystkim w segmencie kontraktów dwustronnych, a także na platformach obrotu energią oraz na Towarowej Giełdzie Energii.

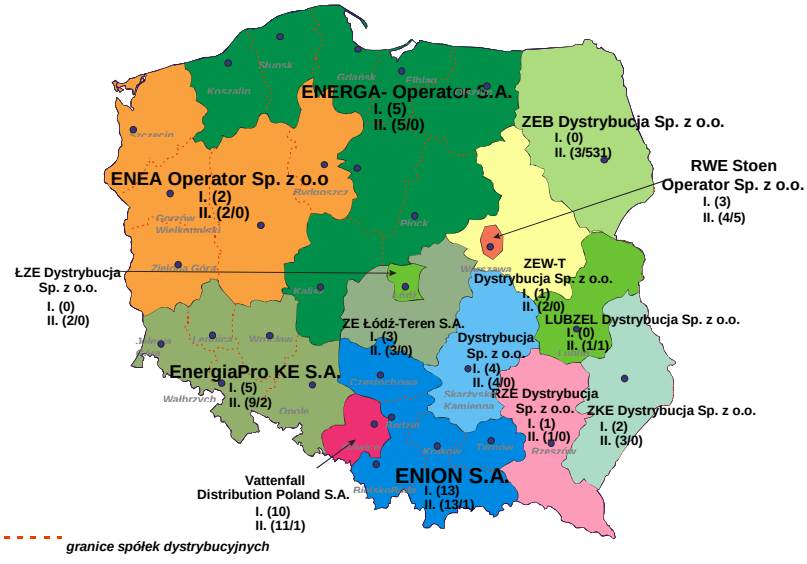
Uczestnicy rynku krajowego zawierają umowy sprzedaży energii elektrycznej określające ilości i ceny energii w każdej godzinie, tygodniu, miesiącu lub roku. W ramach segmentu kontraktowego, przedsiębiorstwa obrotu prowadzą również platformy obrotu, w ramach których sprzedawana jest energia elektryczna. Prawo Energetyczne zawiera regulacje określające zakres postanowień umowy sprzedaży energii. W ramach segmentu kontraktowego realizowana jest największa część obrotu energią elektryczną w Polsce. Według danych ARE, udział segmentu kontraktowego w całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej w energetyce zawodowej wyniósł w roku 2008 około 84%, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku - około 92%.

Segment giełdowego obrotu energią stanowi Towarowa Giełda Energii (TGE). Handel energią na TGE odbywa się głównie na Rynku Dnia Następnego, a ceny ustalane są na dzień przed dobą, w której ma miejsce fizyczna dostawa energii. Na TGE funkcjonował również rynek terminowy (na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego rynek ten został zawieszony), gdzie zawierane były transakcje finansowe bez fizycznej dostawy energii elektrycznej głównie w celu zabezpieczenia się przed przyszłymi wahaniami cen energii. Ponadto, w ramach TGE funkcjonują: (i) rynek tzw. zielonych, żółtych i czerwonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych albo z wysokosprawnej kogeneracji; oraz (ii) rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Udział TGE w łącznym krajowym hurtowym obrocie energią według danych ARE wynosi około 0,18% w okresie dziewięciu miesięcy upływającym 30 września 2009 roku.

Dystrybucja

Dystrybucja energii elektrycznej polega na transporcie energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczania odbiorcom. Z dystrybucji energii wyłączona jest jej sprzedaż i przesył. Dystrybucja energii jest dokonywana sieciami wysokich (110 kV, a w wyjątkowych przypadkach 220 kV), średnich (od 1 kV do 110 kV) oraz niskich (do 1 kV) napięć, a za prowadzenie ruchu, eksploatację i rozwój tych sieci odpowiada właściwy operator systemu dystrybucyjnego. Działalność dystrybucyjna jest prowadzona na podstawie wydawanych przez Prezesa URE koncesji na dystrybucję energii elektrycznej. Zgodnie z Prawem Energetycznym, operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni być niezależni w zakresie organizacji i zarządzania od innych jednostek organizacyjnych w ramach danej grupy niezwiązanych z dystrybucją energii oraz powinna być odrębną osobą prawną. Operatorzy systemu dystrybucyjnego są wyznaczani przez Prezesa URE na wniosek właściciela sieci dystrybucyjnej, na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji. Prezes URE określa jednocześnie obszar, na którym dany operator systemu dystrybucyjnego będzie prowadził działalność. Od dnia 1 lipca 2007 roku, Prezes URE wyznaczył czternastu operatorów systemów dystrybucyjnych: (i) ENEA Operator; (ii) Vattenfall Distribution Poland S.A.; (iii) RWE Stoen Operator Sp. z o.o.; (iv) Enion Grupa Tauron S.A. i EnergiaPro Grupa Tauron S.A., należące do grupy energetycznej Tauron – Polska Energia S.A.; (v) ENERGA Operator S.A., należący do grupy energetycznej Energa; oraz (vi) ośmiu operatorów systemów dystrybucyjnych należących do grupy energetycznej PGE. Dodatkowo Prezes URE wyznaczył na operatorów systemu dystrybucyjnego również pięciu operatorów systemu dystrybucyjnego działających na obszarze własnych lokalnych sieci.

Poniższa mapa prezentuje zasięg terytorialny obszarów wyznaczonych dla OSD, w tym operatorów należących do poszczególnych grup energetycznych.



I – stan na dzień 31.12.2008 r.

-- granice zasięgu operatorów przed konsolidacją

Okres I na 31 grudnia 2008

( ) liczba odbiorców

Źródło: ARE

Według danych ARE, w 2008 roku sieci dystrybucyjne w Polsce liczyły ponad 760 tys. km. linii dystrybucyjnych, w tym ponad 232 tys. km linii 220 kV, 32,4 tys. km linii 110 kV, 300,5 tys. km linii 1-60 kV oraz 423,9 tys. km linii do 1 kV. Sieć dystrybucyjna w Polsce wymaga dalszej rozbudowy i gruntownej modernizacji. Według danych szacunkowych opublikowanych przez ARE, modernizacji wymaga około 20% sieci średnich napięć oraz ponad 50% sieci niskich napięć, a koszt takiej modernizacji wyniesie około 9,5 mld EUR. W latach 2006 i 2007 nakłady inwestycyjne na sieć dystrybucyjną wynosiły po 2,4 mld PLN, natomiast w roku 2008 zamknęły się kwotą 1,1 mld PLN. Według danych ARE, inwestycje przedsiębiorstw dystrybucyjnych polegają głównie na rozbudowie sieci i przyłączy oraz modernizacji najstarszych sieci.

Straty sieciowe

Straty energii elektrycznej obejmują: straty techniczne oraz straty handlowe (związane z nielegalnym poborem energii oraz wynikające z błędów przyrządów pomiarowych, niejednoczesności odczytów czy stosowanych systemów inkasa). Zmniejszenie strat energii na niskim napięciu w ostatnich latach to skutek działań spółek dystrybucyjnych w kierunku modernizacji sieci oraz ograniczenia nielegalnego poboru energii. W tabeli poniżej przedstawiono procentowe wskaźniki strat w sieciach w Polsce w latach 2006-2008.

	2006	2007	2008
		(%)	
Napięcie			
400 kV	1,71	1,5	1,0
220 kV	2,07	1,9	2,0
110 kV	2,79	1,8	1,4
SN	3,89	4,0	3,8
NN	8,88	9,0	7,6
Razem:	**9,73**	**9,1**	**8,2**

Źródło: ARE

W celu porównania wielkości strat w Polsce i w innych krajach UE na potrzeby niniejszego Dokumentu Ofertowego, wielkość strat odniesiono do zużycia energii elektrycznej w poszczególnych krajach (według danych Eurostat). Niewielka różnica w wielkości strat dla Polski według Eurostat i według baz danych ARE (przygotowywanych dla OECD) wynika głównie z różnic w sposobie prezentacji informacji o zużyciu energii w elektrowniach szczytowo-pompowych. W roku 2007 poziom strat w Polsce był wyższy od średniej UE i wyniósł 9,4%. Najniższą wartość wskaźnika (4,6%) odnotowano w Danii, który to kraj charakteryzuje się wysokim udziałem produkcji energii w kogeneracji. Lokalny charakter tego modelu wytwarzania (polegający na zużyciu energii w miejscu jej wytworzenia) przyczynia się do zmniejszenia strat przesyłu. W tabeli poniżej przedstawiono straty sieciowe energii elektrycznej w wybranych krajach UE w latach 2005-2007.

	2005		2006		2007	
Kraj	**(GWh)**	**(%)**	**(GWh)**	**(%)**	**(GWh)**	**(%)**
Bułgaria	4.883	13,42	4.907	13,02	4.692	12,30
Czechy	5.027	7,25	4.885	6,88	4.915	6,86
Dania	1.527	4,06	1.455	3,76	1.778	4,65
Estonia	1.103	12,83	1.077	11,99	1.354	13,86
UE-27:	**219.013**	**6,66**	**202.127**	**6,08**	**203.743**	**6,09**
Francja	32.232	6,31	31.804	6,29	31.612	6,23
Niemcy	29.328	4,82	28.804	4,69	29.518	4,79
Grecja	5.598	8,86	5.100	7,92	4.860	7,25
Węgry	3.941	9,39	3.964	9,20	3.959	9,01
Włochy	20.626	5,96	19.926	5,65	20.976	5,92
Polska	**14.563**	**10,10**	**14.021**	**9,36**	**14.416**	**9,40**
Rumunia	5.844	10,38	6.510	11,16	6.516	10,98
Słowacja	1.687	6,01	1.399	4,84	1.414	4,77
Hiszpania	25.960	8,98	14.000	4,80	15.000	5,06
Wielka Brytania	30.1010	7,46	28.676	7,14	28.003	7,04

Źródło: Eurostat, ARE

Przesyłanie energii elektrycznej

Przesyłanie energii elektrycznej polega na transporcie energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowych. Z przesyłu energii wyłączona jest jej sprzedaż. Przesyłanie energii jest dokonywane sieciami najwyższych napięć (220 kV, 400 kV i więcej), a za prowadzenie ruchu, eksploatację i rozwój tych sieci odpowiada operator systemu przesyłowego. Przesyłanie

energii elektrycznej jest działalnością regulowaną odbywającą się na podstawie koncesji wydawanej przez Prezesa URE. Zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego powinien być niezależny w zakresie organizacji i zarządzania od innych jednostek organizacyjnych danej grupy niezwiązanych z dystrybucją energii oraz powinna być odrębną osobą prawną. Operator systemu przesyłowego jest wyznaczany przez Prezesa URE na wniosek właściciela sieci przesyłowej na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji.

Działalność przesyłowa jest w Polsce prowadzona przez spółkę PSE Operator. Spółka ta została wyznaczona przez Prezesa URE jako operator systemu przesyłowego – OSP. PSE Operator został wydzielony ze struktur Polskich Sieci Elektroenergetycznych i w dniu 1 lipca 2004 roku rozpoczął działalność jako niezależny podmiot.

W ten sposób nastąpiło oddzielenie obrotu energią elektryczną od działalności przesyłowej. Zgodnie z wykazem majątku przesyłowego Spółki, PSE Operator zarządza siecią przesyłową o łącznej długości linii przesyłowych wynoszącej około 13 tys. km.

Zasadniczo polska sieć przesyłowa jest w dobrym stanie technicznym. Obecna konfiguracja sieci nie jest jednak wystarczająca z punktu widzenia niezbędnych połączeń między północą i południem kraju. Jedynie region południowy (śląski) jest dobrze wyposażony w sieci przesyłowe. Słabość infrastruktury przesyłowej w północnych obszarach kraju stanowi barierę dla rozwoju energetyki wiatrowej. Możliwości techniczne przyłączenia nowych źródeł energii wiatrowej, będących w trakcie budowy lub planowanych, są ograniczone.

Operator jest odpowiedzialny za bieżące i długoterminowe bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego. System krajowy stanowi część wspólnego europejskiego systemu energetycznego. Do obowiązków PSE Operatora należy bilansowanie systemu i zarządzanie jego ograniczeniami w celu zapewnienia bezpieczeństwa jego funkcjonowania. OSP udostępnia transgraniczne moce przesyłowe na potrzeby międzynarodowego obrotu energią elektryczną oraz tworzy infrastrukturę dla funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej.

Polska przesyłowa sieć elektroenergetyczna jest połączona w systemie UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* - Stowarzyszenie Operatorów Systemów Przesyłowych Europy Zachodniej i Środkowej) co daje, w razie dostępności odpowiednich mocy przesyłowych w obrocie transgranicznym, możliwość wymiany międzysystemowej. Teoretyczne możliwości przesyłu transgranicznego poza Polskę spełniają wymogi Unii Europejskiej oraz odpowiadają mniej więcej 10% zainstalowanej mocy wytwórczej w kraju.

W ramach istniejącego planu rozbudowy do 2020 roku połączeń z innymi krajami przewidywane są w szczególności inwestycje budowy lub rozbudowy linii pomiędzy następującymi krajami: Niemcy (budowa sześciu linii 400 kV), Czechy (rozbudowa i modernizacja trzech linii 400 kV i jednej linii 220 kV), Słowacja (budowa jednej linii 400 kV), Ukraina (modernizacja jednej linii 750 kV) i Litwa (połączenie z systemem elektroenergetycznym Litwy).

Segment rynku bilansującego i rynku technicznego

Spółki energetyczne współpracują ze sobą na rynku bilansującym, którego elementem jest rynek techniczny służący zarządzaniu ograniczeniami systemowymi. Według danych ARE, sprzedaż energii na rynku bilansującym w stosunku do wielkości sprzedaży w obrocie hurtowym w 2008 roku wyniosła 6,8%, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku, odpowiednio 6,3%.

Rynek bilansujący jest rynkiem służącym zawieraniu transakcji obrotu energią elektryczną w czasie rzeczywistym na zasadach konkurencyjnych, co ma na celu zrównoważenie różnic pomiędzy planowanymi i faktycznie wytworzonymi ilościami energii elektrycznej. Podmiotem zarządzającym rynkiem bilansującym jest operator systemu przesyłowego. Uczestnikami rynku bilansującego są wytwórcy, przedsiębiorstwa obrotu, operatorzy systemu dystrybucyjnego oraz odbiorcy i wytwórcy przyłączeni do sieci przesyłowej. Transakcje dokonywane w ramach rynku bilansującego są z reguły mniej zyskowne niż transakcje zawierane w innych segmentach. Zasadniczo ceny w tym segmencie rynku znacząco odbiegają od cen rynkowych. OSP, jako strona wszystkich transakcji, dokonuje zakupu/sprzedaży energii zarówno od wytwórców, jak i od odbiorców w celu zrównoważenia różnic pomiędzy planowanymi i faktycznie wytworzonymi ilościami energii elektrycznej.

W ramach rynku bilansującego świadczone są również usługi systemowe, w szczególności regulacyjne usługi systemowe oraz usługi generacji wymuszonej w procesie bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Regulacyjne usługi systemowe świadczy OSP na podstawie umów zawieranych z OSP przez wytwórców. W określonych przypadkach OSP może wystąpić do Prezesa URE o ustanowienie nowych warunków zakupu tego rodzaju usług, w tym o ustalenie ich cen. W ramach regulacyjnych usług systemowych mogą być świadczone w szczególności następujące usługi: (i) rezerwa mocy operacyjnej; (ii) udział w regulacji pierwotnej; (iii) udział w regulacji wtórnej; (iv) praca z zaniżeniem albo przeciążeniem; oraz (vi) udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej. Rezerwa mocy operacyjnej to moce wytwórcze stanowiące niezbędną nadwyżkę mocy nad bieżącym zapotrzebowaniem. Usługa ta świadczona jest przez wytwórców posiadających znajdujące się w postoju dyspozycyjnym moce nieobjęte umowami dotyczącymi wytwarzania i sprzedaży. Udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej oznacza eksploatację jednostki wytwórczej z włączonym systemem regulacji pierwotnej lub wtórnej, po poleceniu OSP. W ramach tych usług wytwórca jest gotowy do dostarczenia dodatkowej ilości energii elektrycznej. Praca z zaniżeniem lub przeciążeniem oznacza pracę

jednostki wytwórczej poniżej minimalnej mocy technicznej albo powyżej maksymalnej mocy zainstalowanej. Różnice napięcia poniżej wartości minimalnych lub powyżej wartości maksymalnych nie mogą przekraczać 5MW. Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oznacza utrzymywanie przez wytwórcę określonej kontroli napięcia i mocy biernej. Celem zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego OSP podpisuje też umowy o świadczenie usług interwencyjnych z wytwórcami lub odbiorcami końcowymi. Usługi te oznaczają szybki wzrost mocy wytworzonej lub szybki spadek mocy wykorzystanej. Usługa ta może być świadczona przez hydroelektrownie szczytowo-pompowe, turbiny gazowe lub specjalne urządzenia należące do odbiorców końcowych.

Usługi generacji wymuszonej w procesie bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego (tzw. GWS) są świadczone na podstawie umów zawieranych z OSP. W ramach GWS jednostki wytwórcze danych wytwórców muszą utrzymywać swoją dyspozycyjność lub produkcję w ramach wielkości wyznaczonych przez parametry ograniczeń sieciowych oraz w zakresie pozwalającym na usunięcie ograniczeń sieciowych.

Usługi dostępności świadczone przez wytwórców (tzw. generacji wymuszonej) dotyczą jednostek centralnie dysponowanych. Centralnie dysponowanymi jednostkami są jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej oraz jednostki o mocy powyżej 100MW przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV. W celu zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności krajowego systemu elektroenergetycznego OSP może też podpisać umowy dotyczące generacji wymuszonej z wytwórcami, którzy nie są jednostkami centralnie dysponowanymi.

Szczegółowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego, w tym regulacyjnych usług systemowych oraz generacji wymuszonej jednostek centralnie dysponowanych zostały uregulowane w IRiESP, do których przestrzegania wytwórcy zobowiązują się w umowach przesyłowych zawieranych z OSP.

Wymiana międzysystemowa

Krajowy system elektroenergetyczny jest częścią systemu UCTE, a Polska jest uczestnikiem jednolitego rynku energii elektrycznej w UE. Według danych ARE, pomimo że maksymalne zdolności przesyłowe dostępne dla uczestników obrotu w imporcie szacowane są na około 3.000 MW, w rzeczywistości poziom ten jest jednak niższy niż 1.000 MW. Zdolności przesyłowe w eksporcie są również niewielkie, szacowane na około 1.500 MW. Według PSE Operator, zdolności przesyłowe udostępniane uczestnikom rynku w kierunku importu od lat kształtują się na poziomie bliskiemu zeru dla przekroju synchronicznego. Zdaniem PSE Operator, podstawową przyczyną takiej sytuacji są występujące w regionie Europy Środkowej tzw. przepływy karuzelowe, które są fizycznymi przepływami energii elektrycznej pomiędzy Polską a innymi krajami (w obu kierunkach), wynikającymi z fizycznych właściwości systemów elektroenergetycznych nieujętymi kontraktami handlowymi, których wielkość rośnie z roku na rok wskutek przyrostu mocy elektrowni wiatrowych instalowanych w północnych regionach UCTE. Przy aktualnym stanie konfiguracji KSE przepływy te mogą zajmować całość zdolności przesyłowych KSE w kierunku importu, uniemożliwiając udostępnienie ich uczestnikom rynku.

W 2009 roku wymiana międzynarodowa była stosunkowo niska i obejmowała około 9% zużycia energii elektrycznej w Unii Europejskiej, co jest wynikiem niewystarczającym, by umożliwić powstanie konkurencyjnego wspólnego rynku energii. Stan ten jest konsekwencją dotychczasowej względnej izolacji rynków krajowych i historycznie uwarunkowanego braku międzynarodowych zdolności przesyłowych, które tworzone były głównie z myślą o zapewnieniu bezpieczeństwa w sytuacjach awaryjnych, a nie o regularnym handlu o energią elektryczną.]

Poniższa tabela przedstawia zestawienie obrotów handlowych z członkami UCTE we wskazanych okresach.

	2006		2007		2008		2009	
	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import
	(GWh)							
Całkowite obroty	12.131	493	7.176	2.480	3,086	2.103	4,145	2.640
Niemcy	5.231	51	1.613	28	1.305	13	2.050	557
Czechy	2.750	97	2.299	231	843	17	1.351	625
Słowacja	2.652	82	3.034	11	766	2	452	78
Szwecja (kabel podmorski)	1.498	264	230	2.210	172	2.071	292	1.380

Źródło: ARE

Saldo handlowej wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz rzeczywiste przepływy energii w latach 2004-2008 zostały przedstawione w tabeli poniżej.

	2006	2007	2008	Dynamika 2006/2008
	(GWh)			*(%)*
Bilans handlowy – saldo	11.014	5.356	687	(93,8)
Eksport	13.434	8.497	4.110	(69,4)
Import	2.420	3.140	3.423	41,4

Wypłynęło z Polski, w tym do:	16.188	13.110	9.703	(40,1)
Czech	10.183	9.232	6.911	(32,1)
Niemiec	720	48	95	(86,8)
Słowacji	3.373	3.600	2.511	(25,6)
Szwecji	1.498	230	146	(90,3)
Wpłynęło do Polski, w tym z	4.774	7.752	8.480	77,6
Białorusi	1.045	0	0	(100)
Czech	44	20	29	(34,1)
Niemiec	2.546	4.889	5.576	119,0
Słowacji	4	0	31	675,0
Szwecji	264	2.211	2.065	682,2
Ukrainy	870	631	779	(10,5)

Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator

Dane prezentowane w tabeli obejmują również wymianę międzysystemowa na liniach 110 kV: (i) Wólka Dobryńska - Brześć, (ii) Mnisztwo - Trzyniec - Ustroń, (iii) Boguszów - Porici, (iv) Kudowa — Nachod, oraz (v) Pogwizdów - Darkov.

W latach 2007 i 2008 w eksporcie energii elektrycznej z Polski odnotowano znaczny spadek, przy czym import do Polski utrzymywał się na stabilnym poziomie. Według danych URE, w 2008 roku nastąpiła istotna zmiana salda transgranicznej wymiany handlowej energii elektrycznej, tj. spadek per saldo eksportu o ponad 87%. Przyczyną tej sytuacji jest spadek eksportu o około 51% oraz wzrostu importu o około 9% w stosunku do 2007 roku. Jednocześnie wystąpiły znacznie zwiększone przepływy rzeczywiste energii elektrycznej do Polski z Niemiec oraz Szwecji.

Przyczyną niedawnego wzrostu transgranicznej wymiany handlowej jest systematycznie zwiększające się krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i pojawiające się okresowo trudności w zbilansowaniu krajowego systemu elektroenergetycznego, w szczególności w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię. Znaczny wzrost importu energii elektrycznej ze Szwecji to wynik interwencyjnych dostaw w celu zbilansowania północnego obszaru Polski i ochrony bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Zmiana salda handlowej wymiany energii elektrycznej była także spowodowana zmniejszeniem się eksportowych zdolności przesyłowych dla wymiany międzysystemowej, udostępnianych przez operatora systemu przesyłowego. Według danych URE, jest to między innymi konsekwencją stale rosnących przepływów energii elektrycznej z systemu niemieckiego, których wielkość trudno jest przewidzieć ze względu na dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej na północy tego kraju.

Konkurencja

Sektor energetyczny w Polsce został poddany restrukturyzacji i konsolidacji celem stworzenia efektywnego rynku energii oraz warunków umożliwiających realizację inwestycji w energetyce. W wyniku tych działań, oprócz ENEA, powstały trzy państwowe grupy energetyczne: Polska Grupa Energetyczna (PGE), ENERGA oraz Tauron. Dzięki pionowo zintegrowanej strukturze powyższe cztery spółki mają silną pozycję na rynku krajowym. Łącznie cztery kontrolowane przez państwo spółki energetyczne dzielą między siebie około 62% rynku wytwarzania oraz 87% rynku sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto, w wyniku prywatyzacji niektórych przedsiębiorstw energetycznych, na polskim rynku obecne są zagraniczne grupy energetyczne.

PGE – Polska Grupa Energetyczna jest największym wytwórcą energii elektrycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Jej udział w rynku, w odniesieniu do mocy osiągalnej wynosi ponad 30%, a w produkcji energii brutto ponad 38%. PGE zatrudnia ponad 40 tys. pracowników. Należąca do PGE Elektrownia Bełchatów jest największą elektrownią cieplną w Europie, wytwarzającą ponad 17% energii elektrycznej w Polsce.

Spółka Tauron została utworzona 6 grudnia 2006 roku. Obecnie grupa energetyczna Tauron jest jednym z największym przedsiębiorstw energetycznych w Polsce, z udziałem w rynku produkcji energii wynoszącym ponad 13% w 2008 roku, a także liderem rynkowym, jeżeli chodzi o dystrybucję energii, z udziałem w rynku wynoszącym w 2008 roku 27%. Zatrudnia ona 28 tys. pracowników.

Grupa ENERGA prowadzi działalność w zakresie produkcji i dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną, a jej udział w rynku wynosi 16%. Udział grupy w polskim rynku produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wynosi prawie 30%. Grupa ENERGA prowadzi działalność na obszarze 75 tys. km kwadratowych, a długość jej sieci dystrybucyjnej wynosi ponad 162 tys. km. Grupa ENERGA zatrudnia ponad 12 tys. pracowników oraz dostarcza energię elektryczną do ponad 300 tys. odbiorców w Polsce północnej.

Poniższa tabela przedstawia informacje statystyczne na temat poszczególnych grup energetycznych działających w segmencie wytwarzania polskiego rynku elektroenergetycznego pod względem mocy osiągalnej na dzień 31 grudnia 2008 roku oraz energii elektrycznej wytworzonej w 2008 roku.

Grupa	Moc osiągalna		Wytwarzanie[1]	
	Ilość	Udział	Ilość	Udział
	(GW)	*(%)*	*(TWh)*	*(%)*
Polska Grupa Energetyczna	12,3	35,4	59,9	38,7
Tauron Polska Energia	5,4	15,5	21,1	13,6
EdF	2,6	7,4	14,1	9,1
ENEA	2,9	8,7	11,8	7,7
Zespół Elektrowni PAK	2,0	5,8	10,4	6,7
Electrabel	1,8	5,2	6,2	4,1
Vattenfall	1,0	2,8	1,0	0,6
Energia	1,2	3,6	3,5	2,3
Pozostali	5,5	15,6	28,2	17,2
Razem	**34,7**	**100,0**	**156,2**	**100,0**

Źródło: ARE

[1] Ilość wytworzonej energii elektrycznej brutto w 2008 roku.

Poniższa tabela przedstawia podstawowe informacje na temat udziału poszczególnych spółek energetycznych w segmentach obrotu (w zakresie ilości sprzedanej energii elektrycznej do odbiorców końcowych) i dystrybucji energii elektrycznej (w zakresie sprzedaży usług dystrybucyjnych na rzecz odbiorców końcowych) według danych za 2008 rok.

Grupa	Obrót		Dystrybucja	
	Ilość	Udział	Ilość	Udział
	(TWh)	*(%)*	*(TWh)*	*(%)*
Polska Grupa Energetyczna	30,5	25,8	30,7	25,8
Tauron Polska Energia	37,7	31,9	32,5	27,3
Energia	18,1	15,3	20,1	16,9
ENEA	18,7	15,8	16,5	13,9
Pozostali	13,1	11,1	19,2	16,1
Razem	**118,1**	**100,0**	**119,0**	**100,0**

Źródło: ARE, na podstawie Prospektu PGE

Rozwój odnawialnych źródeł energii

Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2030 roku", celem strategicznym polityki państwa jest wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii i uzyskanie zakładanego udziału energii pochodzącej z tych źródeł w zużyciu energii pierwotnej. Podstawowe działania w tym zakresie polegają na wspieraniu produkcji energii elektrycznej oraz energii do miejskich systemów ciepłowniczych i systemów chłodzenia ze źródeł odnawialnych, jak też produkcji biopaliw płynnych.

Udział energii odnawialnej w zużyciu energii pierwotnej ogółem ma wzrosnąć do 15% w roku 2020 oraz do 20% w roku 2030. Udział biopaliw płynnych w rynku transportu paliw ma wzrosnąć do 10% w roku 2020. Polska będzie też dążyć do wprowadzenia oraz w miarę możliwości wysokiego wykorzystania biopaliw drugiej generacji. Drugim celem jest wspieranie rozwoju zakładów produkcji biogazu w sektorze rolniczym oraz budowa elektrowni wiatrowych, zarówno lądowych, jak i morskich. Program produkcji biogazu zakłada budowę co najmniej jednego zakładu produkcji biogazu rolniczego w każdej gminie wiejskiej do 2020 roku. Budowa nowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz sieci, za pośrednictwem których będą one przyłączone do sieci krajowej, będzie realizowana z bezpośrednim wykorzystaniem funduszy unijnych oraz krajowych funduszy przeznaczonych na ochronę środowiska. Polityka Energetyczna zakłada też ochronę lasów przed nadmierną eksploatacja biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolnych do produkcji odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw, celem zapobieżenia konkurencji pomiędzy produkcją energii odnawialnej a produkcją żywności.

Dążenie do realizacji celów związanych z energią odnawialną ma się dokonywać w taki sposób, aby wykorzystanie poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii sprzyjało konkurencji promującej źródła najbardziej efektywne ekonomicznie, tak aby nie powodowało to nadmiernego wzrostu cen energii dla odbiorców. Wprowadzone zostaną dodatkowe bodźce w postaci ulg podatkowych, mające na celu promowanie produkcji energii cieplnej i chłodzącej ze źródeł odnawialnych, w tym w szczególności ze źródeł geotermalnych, źródeł energii otaczających ziemię (pompy cieplne) oraz z wykorzystaniem energii słonecznej (kolektory słoneczne).

Cele krajowej polityki energetycznej, w szczególności jej cele ilościowe, określone są w Dyrektywie 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Dyrektywa ta wyznacza obowiązkowe cele krajowe, pozostawiając jednak państwom członkowskim wybór metod służących ich realizacji. Każde państwo członkowskie ma opracować krajowy plan działań na rzecz odnawialnych źródeł energii (*National Renewable Energy Action Plan – NREAP*) oraz przedłożyć go Komisji Europejskiej do 30 czerwca 2010 roku. Plany te muszą zawierać opis środków, jakie mają być zastosowane celem osiągnięcia celów krajowych. Komisja przyjęła specjalny wzór krajowego planu działań na rzecz odnawialnych źródeł energii celem zapewniania by państwa członkowskie przygotowały swoje plany w sposób kompletny, spójny i porównywalny.

Dostarczanie paliw

W polskiej energetyce zużywane są przede wszystkim cztery rodzaje paliwa: węgiel brunatny, węgiel kamienny, gaz ziemny oraz ciężki olej opałowy. Poza gazem ziemnym, paliwa te są w znacznej części produkowane na terenie kraju.

Według danych ARE, większość energii w Polsce jest wytwarzana z węgla kamiennego (55,3% według danych za 2008 rok dla wszystkich elektrowni) oraz brunatnego (34,2% według danych za 2008 rok dla wszystkich elektrowni).

Poniższa tabela przedstawia strukturę wytwarzania energii elektrycznej we wskazanych okresach.

	2006		2007		2008	
Segment	*(GWh)*	*(%)*	*(GWh)*	*(%)*	*(GWh)*	*(%)*
Produkcja w kraju ogółem, z tego:	**161.859**	**100,0**	**159.348**	**100,0**	**156.178**	**100,0**
Elektrownie zawodowe, w tym:	153.010	94,5	150.667	94,6	148.193	94,9
elektrownie cieplne:	*150.246*	*98,2*	*148.024*	*98,2*	*145.728*	*98,3*
z tego elektrownie spalające:						
węgiel kamienny	93.060	61,9	90.926	61,4	84.020	57,7
węgiel brunatny	53.464	35,6	51.051	34,5	54.419	37,3
gaz	2.570	1,7	4.411	3,0	4.588	3,1
współspalanie biomasy	1.151	0,8	1.636	1,1	2.701	1,9
elektrownie wodne	2.764	1,8	2.643	1,8	2.465	1,7
Elektrownie przemysłowe, w tym	8.260	5,1	7.665	4,8	6.611	4,2
cieplne, w tym:	*7.583*	*91,8*	*6.942*	*90,6*	*5.932*	*89,7*
gazowe	195	2,4	539	7,0	550	8,3
źródła odnawialne	677	8,2	723	9,4	679	10,3
elektrownie niezależne pozostałe	589	0,4	1.016	0,6	1.374	0,9

Źródło: URE na podstawie „Informacji statystycznej o energii elektrycznej", ARE

Poniższa tabela przedstawia strukturę wytwarzania energii elektrycznej we wskazanych okresach.

	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.	
Segment	*(GWh)*	*(%)*
Produkcja w kraju ogółem, z tego:	**110.335**	**100,0**
Elektrownie zawodowe, w tym:	104.703	94,9
elektrownie cieplne:	*102.737*	*98,1*
z tego elektrownie spalające:		
węgiel kamienny	58.822	57,3
węgiel brunatny	37.890	36,9
Gaz	3.135	3,1
elektrownie wodne	1.958	1,9
Elektrownie przemysłowe, w tym	4.525	4.1
Pozostałe(1)	1.107	1,0

Źródło: ARE

(1) Źródła odnawialne działające poza strukturami przedsiębiorstw sieciowych.

W latach 2004-2008 Polska doświadczyła większej dywersyfikacji źródeł wytwarzania. Według danych ARE, w łącznej produkcji energii elektrycznej nastąpił wzrost udziału energii ze spalania gazu (wzrost z 2,3% w 2004 roku do 3,3% w 2008 roku) oraz współspalania biomasy (wzrost z 0,2% w 2004 roku do 1,7% w 2008 roku).

Węgiel kamienny

Według danych ARE, węgiel kamienny jest wydobywany przez około 30 kopalń na terenie Polski. Większość z nich jest zgrupowana w kilka dużych struktur, a tylko nieliczne funkcjonują samodzielnie. Główne struktury grupujące kopalnie to Kompania Węglowa S.A., Katowicki Holding Węglowy S.A. i Jastrzębska Spółka Węglowa S.A., a największa kopalnia samodzielna to Lubelski Węgiel „Bogdanka" S.A.

W latach 2004-2008, krajowe wydobycie węgla kamiennego liczone w jednostkach naturalnych spadło według danych ARE o około 17% z 95,2 mln ton w 2006 roku do 84,3 mln ton w 2008 roku. Spadek w jednostkach energii wyniósł tylko około 12% (z 2.301 PJ do 2.017 PJ), ponieważ wzrosła średnia wartość opałowa wydobywanego węgla. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku krajowe wydobycie wyniosło 58,3 mln ton. Jednocześnie spadał eksport oraz wzrastał import węgla. Całkowite zużycie krajowe węgla kamiennego spadło z 86,1 mln ton w roku 2006 do 82,7 mln ton w roku 2008. Krajowe zużycie węgla w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku wyniosło 54,6 mln ton.

Poniższa tabela przedstawia najważniejsze dane liczbowe charakteryzujące krajowy rynek węgla kamiennego w latach 2006-2008 oraz w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku.

	2006	2007	2008	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.
			(mln ton/PJ)	
Produkcja krajowa	95,2/2.301	88,2/2.116	84,3/2.017	58,3/1.384
Import	5,3/136	5,9/150	10,3/269	7,4/188
Eksport	16,7/465	11,9/325	8,5/238	6,6/189
Zużycie krajowe	86,1/2.032	85,4/2.022	82,7/1.961	54,6/1.281
Zużycie w energetyce	48,0/1.038	47,5/1.017	43,6/935	27,9/606
			(mld PLN)	
Zużycie w energetyce	7,92	7,85	8,62	7,25

Źródło: ARE

Zużycie węgla kamiennego w energetyce było na przestrzeni lat 2006-2008 bardziej ustabilizowane niż całkowite zużycie krajowe. Według ARE, energetyka jest konsumentem około połowy krajowego wydobycia węgla kamiennego w wymiarze jednostek energii oraz około 55% w wymiarze tonażowym. Wartość całkowita węgla kamiennego zakupionego przez energetykę wzrosła w latach 2006-2008 z około 7,92 mld PLN do prawie 8,62 mld PLN. Według danych ARE, średnia cena 1 tony węgla kamiennego dla energetyki wzrosła w latach 2006-2008 o około 20%, z poziomu 165 PLN do 198 PLN.

Import węgla kamiennego do Polski było stosunkowo niewielki, choć wzrósł w okresie od roku 2005. Możliwość i celowość importu węgla była ograniczona między innymi z następujących powodów: (i) producenci krajowi ustalają ceny węgla na poziomie nieprzekraczającym parytetu importowego; oraz (ii) zdolności transportu importowanego węgla ograniczone, przede wszystkim ze względu na zdolności rozładunkowe polskich portów, stąd istniejący import odbywa się w większości transportem kolejowym. Największymi eksporterami węgla do Polski są: Rosja, Czechy i Stany Zjednoczone Ameryki.

Węgiel brunatny

Według danych ARE, węgiel brunatny jest wydobywany w Polsce przez pięć kopalń, z których cztery pracują niemal wyłącznie na potrzeby sąsiadujących elektrowni. Krajowy węgiel brunatny jest w około 99% kupowany przez trzy duże przedsiębiorstwa energetyki zawodowej: (i) PGE Elektrownia Bełchatów S.A. kupuje węgiel od PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów S.A.; (ii) PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Elektrownia Turów S.A. kupuje węgiel od PGE Kopalni Węgla Brunatnego Turów S.A.; oraz (iii) ZE PAK kupuje węgiel od Kopalni Węgla Brunatnego Adamów S.A. i Kopalni Węgla Brunatnego Konin S.A. Oprócz czterech wymienionych kopalń istnieje jeszcze Kopalnia Węgla Brunatnego Sieniawa, znacznie mniejsza od pozostałych, zaopatrująca różnych odbiorców, w szczególności lokalne ciepłownie.

Krajowe wydobycie węgla brunatnego według danych ARE utrzymywało się w latach 2004-2006 na poziomie około 61 mln ton/530 PJ, a w roku 2007 spadło do 57,5 mln ton/507 PJ, natomiast w roku 2008 wzrosło do 59,7 mln ton/533 PJ. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku wydobycie węgla brunatnego wyniosło 42,4 mln ton/379PJ. Całkowita wartość sprzedaży węgla brunatnego przez kopalnie do energetyki w latach 2004 – 2007 pozostała na poziomie od 2,65 do 2,77 mld PLN. W roku 2008 wzrosła ona do 3,16 mld PLN. Średnia cena za tonę węgla brunatnego dla energetyki rosła powoli od 43,86 do 47,42 PLN w latach 2004 – 2007. W roku 2008 nastąpił gwałtowny wzrost tej ceny do 53,90 PLN. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku łączna wartość

węgla brunatnego sprzedanego przez kopalnie na rzecz sektora energetycznego wyniosła 2,37 mld PLN. W tym samym okresie średnia cena tony węgla brunatnego wynosiła 56,59 PLN.

Według danych ARE, węgiel brunatny nie jest do Polski importowany. Brak jest również przesłanek ekonomicznych, aby import mógł mieć miejsce w przyszłości. Paliwo to z zasady spalane jest w elektrowniach sąsiadujących z miejscem wydobycia, a transport paliwa z kopalń do elektrowni odbywa się taśmociągami. Transport na większe odległości jest powszechnie uznawany za nieopłacalny, ponieważ węgiel brunatny jest paliwem o relatywnie niskiej wartości opałowej i relatywnie niskiej cenie, a udział kosztów transportu w cenie zakupu powodowałby nieopłacalność wykorzystania tego paliwa.

Gaz ziemny

Według danych ARE gaz ziemny jest w Polsce niemal w całości wydobywany, importowany i sprzedawany przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Największymi nabywcami gazu ziemnego są przedsiębiorstwa przemysłu chemicznego i ciężkiego. Udział energetyki w rynku odbiorców gazu jest relatywnie nieduży, choć w ostatnim okresie wzrósł dzięki nowo zbudowanym blokom gazowym w elektrociepłowniach Nowa Sarzyna, Lublin Wrotków, Gorzów, Zielona Góra, Rzeszów i kilku innych.

W latach 2006-2008, według danych ARE, wydobycie gazu ziemnego było ustabilizowane na poziomie około 160 PJ. Import wzrósł w tym okresie o około 3%, a w zużyciu krajowym nie można było zaobserwować wyraźnych tendencji. Oscylowało ono na poziomie od 500 do 520 PJ. Udział energetyki w krajowym zużyciu gazu nie przekracza 10% zużycia ogółem. Wartość całkowita gazu ziemnego zakupionego przez energetykę wzrosła z 0,92 mld PLN w roku 2006 do 1,06 mld PLN w roku 2008. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 r. wartość ta wyniosła 0,79 mld PLN.

W zakresie gazu ziemnego import pokrywa około 70% potrzeb kraju, z czego, według danych za rok 2008, 70% importowane jest z Rosji, 22% z pozostałych krajów byłego ZSRR, a 8% z Niemiec. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku udziały te wyniosły odpowiednio 79%, 10% oraz 11%. W roku 2004 zaimportowano 9,3 mld m3/337 PJ gazu, a w roku 2008 10,6 mld m3/383 PJ. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku zaimportowano 6,9 mld m3/247 PJ gazu, a w 2008 roku 10,6 mld m3/383 PJ. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 r. ilość zaimportowanego gazu 6,9 mld m3/247 PJ PLN.

Ciężki olej opałowy

Według danych ARE, ciężki olej opałowy jest produkowany i sprzedawany przez pięć rafinerii ropy naftowej. Głównymi nabywcami oleju są przedsiębiorstwa przemysłu chemicznego, mineralnego, energetyki oraz przedsiębiorstwa żeglugi morskiej. Wielkość krajowego zużycia ciężkiego oleju opałowego wykazywała w ostatnich latach tendencję spadkową. Zużycie całkowite spadło z 2,5 mln ton w roku 2004 do 1,8 mln ton w roku 2008. Zużycie oleju w energetyce utrzymuje się na stabilnym poziomie około 0,6 mln ton rocznie.

Roczna wartość ciężkiego oleju opałowego zużytego przez energetykę wzrosła według danych ARE z około 0,39 mld PLN w roku 2004 do 0,78 mld PLN w roku 2008 na skutek wzrostu cen zwiększonego wykorzystania oleju niskosiarkowego zamiast wysokosiarkowego.

Rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Wspólnotowy System Handlu Uprawnieniami do Emisji został wprowadzony w roku 2005. Został on wdrożony w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych poniżej poziomu wynikającego z Protokołu z Kioto. System stopniowo objął 27 państw członkowskich Unii Europejskiej, a od 2008 uczestniczą w nim również Norwegia, Islandia i Lichtenstein. Systemem objętych jest 11 tys. instalacji zużywających duże ilości energii (np. elektrowni i innych zakładów produkcyjnych). Od 2012 roku obejmie on również emisje, których źródłem jest sektor lotniczy. Wdrażanie systemu jest realizowane w trzech etapach zwanych okresami handlowymi. Etap pierwszy trwał od 1 stycznia 2005 roku do 31 grudnia 2007 roku. Drugi okres handlowy rozpoczął się 1 stycznia 2008 roku. Trzeci rozpocznie się w roku 2013.

Kluczowym elementem Wspólnotowego Systemu Handlu Emisjami jest wspólna waluta handlowa (jednostka uprawnień do emisji CO2 – *Emission Allowance Unit* - EAU). Jedna jednostka uprawnień do emisji daje prawo do emisji 1 tony CO2. W praktyce handel emisjami jest realizowany na europejskich giełdach energetycznych oraz na platformie Europejskiej Giełdy Klimatycznej - ECX. Do największych giełd energetycznych w Europie zaliczają się EEX (Niemcy), Powernext (Francja), Nordpool (Skandynawia) i GME (Włochy). Przedsiębiorstwa i inni uczestnicy obrotu zawierają transakcje bezpośrednio ze sobą. Istnieją różne rodzaje rynków obrotu uprawnieniami do emisji, takie jak rynki transakcji z natychmiastową dostawą (spot) i transakcji terminowych (*futures*). Oprócz jednostki uprawnień do emisji CO2 (EUA) są też inne jednostki, takie jak jednostki redukcyjne CER (w ramach projektu Mechanizmu Czystego Rozwoju CDM – *Clean Development Mechanism*) oraz jednostki redukcyjne ERU (w ramach projektu Wspólnych Wdrożeń - *Joint Implementation*). Ceny uprawnień ustalane są w zależności od podaży i popytu. Czynnikami

kształtującymi podaż jednostek uprawnień do emisji i popyt na nie są: ceny ropy naftowej, warunki klimatyczne i przepisy prawa.

	2005		2006		2007		2008		2009	
	Koniec roku	**Średnia roczna[1]**	**Koniec roku**	**Średnia roczna[1]**	**Koniec roku**	**Średnia roczna[1]**	**Koniec roku**	**Średnia roczna[1]**	**Koniec roku**	**Średnia roczna[1]**
	(€/tonę)									
ECX EUA kontrakty terminowe z terminem dostawy na grudzień 2008	19.4	21.1	18.2	20,5	22,4	19,6	15,3	20,93	14,37	19,72

Źródło: ARE
[1] Rozpoczęcie notowań odbyło się 22 kwietnia 2005 roku.
[2] Ceny na grudzień 2009.

Rynek handlu uprawnieniami do emisji w Europie jest rynkiem dobrze rozwiniętym. W pierwszym okresie handlowym przedmiotem transakcji było co najmniej 362 mln uprawnień o wartości około 7,2 mld EUR. Wielkość obrotu wzrosła z 1 mld uprawnień w 2006 roku do prawie 3,1 mld jednostek EUA w 2008 roku.

OPIS DZIAŁALNOŚCI

Informacje ogólne

W ramach naszej podstawowej działalności zajmujemy się wytwarzaniem energii elektrycznej, jej dystrybucją i obrotem, które to działalności prowadzimy na podstawie koncesji udzielonych nam przez Prezesa URE – organ powołany do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym.

Wytwarzanie

Wytwarzaniem energii elektrycznej w naszej Grupie zajmuje się głównie Elektrownia Kozienice, która weszła w skład naszej Grupy w październiku 2007 roku. Elektrownia Kozienice posiada łączną moc osiągalną brutto 2.880 MW i jest największą w Polsce pod tym względem elektrownią opalaną węglem kamiennym. Od stycznia 2008 roku Elektrownia Kozienice rozpoczęła także wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych (poprzez współspalanie biomasy). Elektrownia Kozienice wytworzyła w 2008 roku 11,8 TWh energii elektrycznej brutto, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 9,0 TWh energii elektrycznej brutto. Wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zajmuje się przede wszystkim nasza spółka zależna - Elektrownie Wodne Sp. z o.o. („**Elektrownie Wodne**"). Łączna moc osiągalna dwudziestu należących do nas elektrowni wodnych wynosi 56 MW. Wytworzyły one w 2008 roku łącznie 0,144 TWh energii elektrycznej brutto, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku łącznie 0,094 TWh energii elektrycznej brutto. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 7,7%. Zgodnie ze Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, w 2008 roku przychody Grupy w ramach segmentu wytwarzania stanowiły 3,3% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu wytwarzania stanowiły (0,3)% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Dystrybucja

W naszej Grupie za dystrybucję energii elektrycznej odpowiada ENEA Operator Sp. z o.o. („ENEA Operator"), która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego („OSD"). Sieć dystrybucyjna ENEA Operator obejmuje swym zasięgiem obszar około 20% powierzchni kraju, zlokalizowany w północno-zachodniej części Polski. Na dzień 30 września 2009 r. ENEA Operator dysponuje liniami energetycznymi o długości ponad 125.400 km (wraz z przyłączami) oraz około 34.300 stacjami elektroenergetycznymi. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w dystrybucji energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 13,9%. Zgodnie ze Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, w 2008 roku przychody Grupy w ramach segmentu dystrybucji stanowiły 37% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu dystrybucji stanowiły 31,5% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Obrót

W ramach naszej Grupy hurtowy obrót energią elektryczną oraz sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym należy do ENEA. W 2008 roku ENEA sprzedała ponad 17,5 TWh energii około 2,3 mln odbiorcom końcowym, w tym około 1,0 TWh klientom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku sprzedaż energii przez ENEA kształtowała się następująco: sprzedano ponad 12,4 TWh około 2,3 mln odbiorcom końcowym, w tym około 0,7 TWh klientom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 15,8%. W okresie objętym Zbadanym Sprawozdaniem Finansowym, działalność w zakresie obrotu energią elektryczną prowadziła także Elektrownia Kozienice oraz, do 31 sierpnia 2007 roku, EnergoPartner. Zgodnie ze Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, w 2008 roku przychody Grupy w ramach segmentu obrotu stanowiły 55,1% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu obrotu stanowiły 64,3% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Pozostała działalność

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

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

Pod względem przychodów, zysków i EBITDA najistotniejsze obszary pozostałej działalności to:

- handel hurtowy i detaliczny materiałami elektrycznymi i elektroenergetycznymi prowadzony przez BHU,
- budowa, rozbudowa, modernizacje i remonty sieci oraz urządzeń energetycznych prowadzone przez ENERGOBUD Leszno,
- usługi związane z konserwacją oświetlenia ulicznego, które świadczy ENEOS,
- sprzedaż detaliczna pojazdów mechanicznych, akcesoriów, paliw, obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych oraz wynajem środków transportu prowadzone przez AUTO-STYL,
- produkcja zegarów astronomicznych, konserwacja, montaż, legalizacja i wzorcowanie liczników energii elektrycznej, odczyty poboru energii elektrycznej oraz usługi radiowego sterowania mocą prowadzone przez Energomiar,
- sprzedaż hurtowa i detaliczna sprzętu elektronicznego i telekomunikacyjnego, komputerów, i oprogramowania, działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej i bezprzewodowej oraz działalność usługowa w zakresie technologii informatycznych i komputerowych prowadzona przez ITSERWIS, oraz
- koncesjonowana działalność w zakresie produkcji, przesyłu i dystrybucji energii cieplnej prowadzona przez MEC Piła.

Zgodnie ze Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki, w 2008 roku przychody Grupy w ramach segmentu pozostałej działalności stanowiły 4,6% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie). Zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym, za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przychody Grupy w ramach segmentu pozostałej działalności stanowiły 4,5% łącznych przychodów ze sprzedaży netto (z wyłączeniem sprzedaży między segmentami w Grupie).

Podstawowe dane finansowe Grupy

Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku nasze przychody ze sprzedaży netto wyniosły 5.239,4 mln PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 921,6 mln PLN. Za rok zakończony 31 grudnia 2008 nasze przychody ze sprzedaży netto wynosiły 6.157,8 mln PLN, a EBITDA ukształtowała się na poziomie 882,7 mln PLN. Bez uwzględniania przychodów Elektrowni Kozienice nasze przychody ze sprzedaży netto w tym okresie wyniosły 5.955,0 mln PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 599,8 mln PLN. Za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku nasze przychody ze sprzedaży netto wyniosły 5.445,8 mln PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 546,9 mln PLN. Bez uwzględniania przychodów Elektrowni Kozienice (za okres od 10 października 2007 roku do 31 grudnia 2007 roku) nasze przychody ze sprzedaży netto w tym okresie wyniosły 5.118,1 PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 502,3 mln PLN. Za rok zakończony 31 grudnia 2006 roku nasze przychody ze sprzedaży netto wyniosły 5.383,7 mln PLN, a EBITDA ukształtował się na poziomie 634,3 mln PLN.

Historia

Spółka wywodzi się z zakładów energetycznych powstałych w połowie XX wieku, które po procesach restrukturyzacyjnych zostały w roku 1993 przekształcone w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa: Energetykę Poznańską S.A., Energetykę Szczecińską S.A., Zakład Energetyczny Gorzów S.A., Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A. oraz Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.

W dniu 2 stycznia 2003 roku, na mocy decyzji Ministra Skarbu Państwa z dnia 29 lipca 2002 roku, Energetyka Poznańska S.A. przejęła majątki czterech pozostałych spółek dystrybucyjnych, tj.: Energetyki Szczecińskiej S.A., Zakładu Energetycznego Gorzów S.A., Zielonogórskich Zakładów Energetycznych S.A. oraz Zakładu Energetycznego

Bydgoszcz S.A. Połączenie spółek zostało dokonane poprzez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na Energetykę Poznańską S.A. w zamian za akcje w jej kapitale zakładowym. W tym samym dniu dotychczasowa firma Spółki została zmieniona na: firmę Grupa Energetyczna ENEA S.A. W wyniku kolejnej zmiany dokonanej w dniu 13 października 2004 roku firma Spółki otrzymała aktualne brzmienie. Celem przedmiotowego połączenia było utworzenie silnego podmiotu działającego na rynku dystrybucji i obrotu energią elektryczną w północno-zachodniej Polsce, posiadającego znaczny portfel klientów.

Zgodnie z wymogami (i) Dyrektywy 2003/54/WE Unii Europejskiej dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz (ii) Prawem Energetycznym, w dniu 7 grudnia 2006 roku została zawiązana spółka ENEA Operator, do której w dniu 30 czerwca 2007 roku ENEA wniosła w formie aportu zorganizowaną część przedsiębiorstwa, na którą składał się w szczególności majątek dystrybucyjny. Z dniem 1 lipca 2007 roku ENEA Operator rozpoczęła działalność jako operator systemu dystrybucyjnego wyodrębniony ze struktur i majątku ENEA.

W dniu 10 października 2007 roku Spółka nabyła 100% akcji w kapitale zakładowym Elektrowni Kozienice. Elektrownia Kozienice powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Elektrownia Kozienice dokonanego w 1996 roku. Przejęcie kontroli nad Elektrownią Kozienice rozszerzyło działalność naszej Grupy o wytwarzanie energii elektrycznej. Do czasu przejęcia Elektrowni Kozienice, poza działalnością Elektrowni Wodnych polegającą na wytwarzaniu energii ze źródeł odnawialnych, Grupa nie prowadziła działalności wytwórczej.

W listopadzie 2008 roku dokonaliśmy oferty publicznej naszych akcji w drodze sprzedaży 103.816.150 akcji uzyskując około 1.989,3 mln PLN. Od 17 listopada 2008 roku nasze akcje są przedmiotem obrotu na głównym parkiecie Giełdy Papierów Wartościowych.

Przewagi konkurencyjne

W opinii Zarządu, nasza Grupa posiada następujące przewagi konkurencyjne:

- **Silna pozycja na rynku**

  Posiadamy silną pozycję rynkową w Polsce we wszystkich segmentach rynku elektroenergetycznego, w których prowadzimy działalność. Według danych ARE za 2008 rok nasz udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 15,8%, udział w dystrybucji energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 13,9%, natomiast w rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w ujęciu ilościowym wyniósł 7,7%. Według danych ARE za 2008 rok byliśmy trzecim co do wielkości podmiotem w segmencie wytwarzania energii elektrycznej i czwartym co do wielkości podmiotem segmencie dystrybucji i obrotu energią elektryczną w Polsce, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku podmiotem utrzymaliśmy te same pozycje w rankingu największych podmiotów w segmencie wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną w Polsce.

- **Efektywne aktywa wytwórcze**

  Znacząca większość urządzeń wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym pochodzi z lat 1966-1985. Elektrownia Kozienice została wybudowana w latach ’70 XX wieku i od tego czasu przeszła szereg modernizacji, które uczyniły ją jedną z najbardziej efektywnych elektrowni opalanych węglem kamiennym w Polsce. Według danych Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie spośród elektrowni opalanych węglem kamiennym, praca Elektrowni Kozienice charakteryzuje się jednym z najniższych w Polsce wskaźników emisyjności dwutlenku węgla: w 2008 roku wskaźnik ten wynosił 849 kg/MWh, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku - 882 kg/MWh, oraz jednym z najniższych wskaźników zużycia węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej: za lata 2006-2008 wskaźnik ten wynosił 0,410 Mg/MWh_{Br} (średnia z ostatnich trzech lat, wielkość jest zależna od wartości opałowej spalanego węgla), a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku - 0,405 Mg/MWh_{Br}. Elektrownia Kozienice jest zlokalizowana w strategicznym miejscu systemu elektroenergetycznego, w bezpośredniej bliskości linii przesyłowych zasilających aglomerację warszawską.

- **Zdywersyfikowany i stabilny portfel klientów**

  Portfel klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną jest naszym zdaniem stabilny i w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego sprzedajemy energię elektryczną do około 2,3 mln odbiorców, w tym do około 2,0 mln klientów indywidualnych oraz około 0,3 mln klientów biznesowych. W 2008 roku wartość sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców nie przekroczyła 4,74% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców nie przekroczył 15,28% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku wartości te wyniosły odpowiednio 4,29% oraz 15,52%. Liczba klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną w okresie pięciu lat charakteryzuje się stałym, niewielkim wzrostem: od 2,2 mln w 2004 roku do 2,3 mln w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku.

- **Integracja pionowa**

  W związku z włączeniem do Grupy w październiku 2007 roku Elektrowni Kozienice, staliśmy się pionowo zintegrowanym przedsiębiorstwem energetycznym, które prowadzi działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną.

  Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego w zasadzie cała energia elektryczna wytwarzana przez Elektrownię Kozienice, z wyjątkiem energii elektrycznej sprzedawanej na rynku bilansującym i w ramach regulacyjnych usług systemowych oraz znikomych ilości sprzedawanych lokalnym odbiorcom, jest sprzedawana do ENEA.

  W 2009 roku udział energii elektrycznej zakupionej przez ENEA od Elektrowni Kozienice wynosił około 56% w sprzedawanej przez nas energii elektrycznej. Pozwala to zmniejszyć ryzyko wolumenowe związane z nabywaniem przez nas energii elektrycznej.

- **Sytuacja finansowa umożliwiająca rozwój – zarówno organiczny, jak i poprzez przejęcia**

  Sytuacja finansowa Grupy tworzy silne podstawy do realizacji planów inwestycyjnych. Które mogą być realizowane na drodze rozwoju organicznego, jak i poprzez przejęcia innych podmiotów. Nasz bilans wysokości 12.126,6 mln PLN, kapitały własne w wysokości 9.307,6 mln PLN oraz saldo środków pieniężnych w wysokości 2.585,5 mln PLN na dzień 30 września 2009 roku są solidną podstawą finansowania nakładów inwestycyjnych, tak ze środków własnych, jak i źródeł zewnętrznych. Stabilność naszych przepływów pieniężnych pochodzących z przychodu regulowanego dodatkowo wzmacnia naszą zdolność do finansowania się długiem zewnętrznym.

- **Sfinalizowanie prac nad WRA (wartość regulacyjna aktywów) – metodą wynagradzania kapitału zaangażowanego w działalność związaną z dystrybucją energii elektrycznej**

  Przychód regulowany z tytułu świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej był w roku 2009 i jest w roku 2010 wyznaczany zgodnie z nową metodą wynagradzania kapitału zaangażowanego w działalność związaną z dystrybucją energii elektrycznej. W efekcie zastosowania tej metody wartość naszego przychodu regulowanego będzie też sukcesywnie wzrastać w kolejnych latach.

- **Korzystna pozycja do dalszego rozwijania inwestycji we własne odnawialne źródła energii**

  Inwestycje w odnawialne źródła energii 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 powyżej sześciu metrów na sekundę. Podnóża wzgórz są również szczególnie odpowiednie w celu lokalizacji tego rodzaju inwestycji, a średnia prędkość wiatru waha się tam od 3 do 6 m/s. Ponadto, zamierzamy w dalszym ciągu rozwijać nasze moce wytwórcze oparte na kogeneracji i współspalaniu biomasy. W 2008 roku nabyliśmy akcje lub udziały w czterech elektrociepłowniach. W styczniu 2010 roku nabyliśmy jedną z największych biogazowi w Polsce. Dlatego też jesteśmy przekonani odnośnie naszej korzystnej pozycji do dalszego rozwoju naszego potencjału wytwórczego w obszarze odnawialnych źródeł energii.

Strategia

Aktywnie obserwując sytuację na rynku energii w Polsce Zarząd przygotował nową 10-letnią strategię do 2020 roku celem uwzględnienia kluczowych dla sytuacji Grupy trendów na rynku energii w Polsce. Zidentyfikowane trendy to przede wszystkim: (i) wzrost zapotrzebowania na energię i ograniczenie dostępnej na rynku mocy wytwórczej, (ii) zaostrzenie polityki UE w zakresie ograniczenia emisji CO2, (iii) zwiększeniu konkurencji we wszystkich obszarach działalności Grupy, (iv) rozwój hurtowego rynku obrotu energią elektryczną, (v) wzrost liczby klientów korzystających ze zmiany dostawcy energii elektrycznej, (vi) pojawienie się możliwości zagospodarowania złóż węgla brunatnego, oraz (vii) możliwości rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Strategia oparta jest na misji Grupy, tj. dostarczaniu wysokiej jakości usług dla klientów, zapewnieniu przyjaznego środowiska pracy naszym pracownikom oraz budowie wartości dla naszych akcjonariuszy.

Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego, strategia nie została jeszcze zatwierdzona przez naszą Radę Nadzorczą.

Naszą strategię zamierzamy realizować poprzez:

- **Rozwój działalności podstawowej Grupy – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:**
  - rozwoju 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,

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

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

- Centrum Korporacyjne,
- Wydobycie i Wytwarzanie Konwencjonalne,
- Odnawialne Źródła Energii i wytwarzanie w kogeneracji,
- Handel hurtowy,
- Sprzedaż,
- Dystrybucja,
- Centrum Usług Wspólnych.

Stworzenie obok podstawowych obszarów biznesowych dodatkowo pionów Centrum Korporacyjnego i Centrum Usług Wspólnych ma usprawnić zarządzanie Grupą i umożliwić uzyskanie synergii kosztowych wynikających z centralnego zarządzania działalnością Grupy i spójnego systemu obsługi klientów.

Zakładamy, iż realizując naszą strategię przeznaczymy łącznie w wariancie bazowym ok. 22 mld PLN na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne (około 32% łącznych nakładów inwestycyjnych), dystrybucję (około 29% nakładów inwestycyjnych) oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji (około 37% łącznych nakładów inwestycyjnych).

W obszarze wytwarzania konwencjonalnego naszym głównym celem jest wybudowanie nowego bloku opalanego węglem kamiennym o mocy 1000 MW w Świerżach Górnych (zakładamy średni koszt budowy 1 MW na poziomie 1,3 mln EUR). Planujemy jego rozruch w 2015 roku. Jednocześnie z budową nowego bloku zamierzamy prowadzić modernizacje pozostałych bloków 200 MW funkcjonujących w Elektrowni Kozienice.

Prowadzimy również obecnie analizy w zakresie przygotowania budowy drugiego bloku 1000 MW w Świerżach Górnych.

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

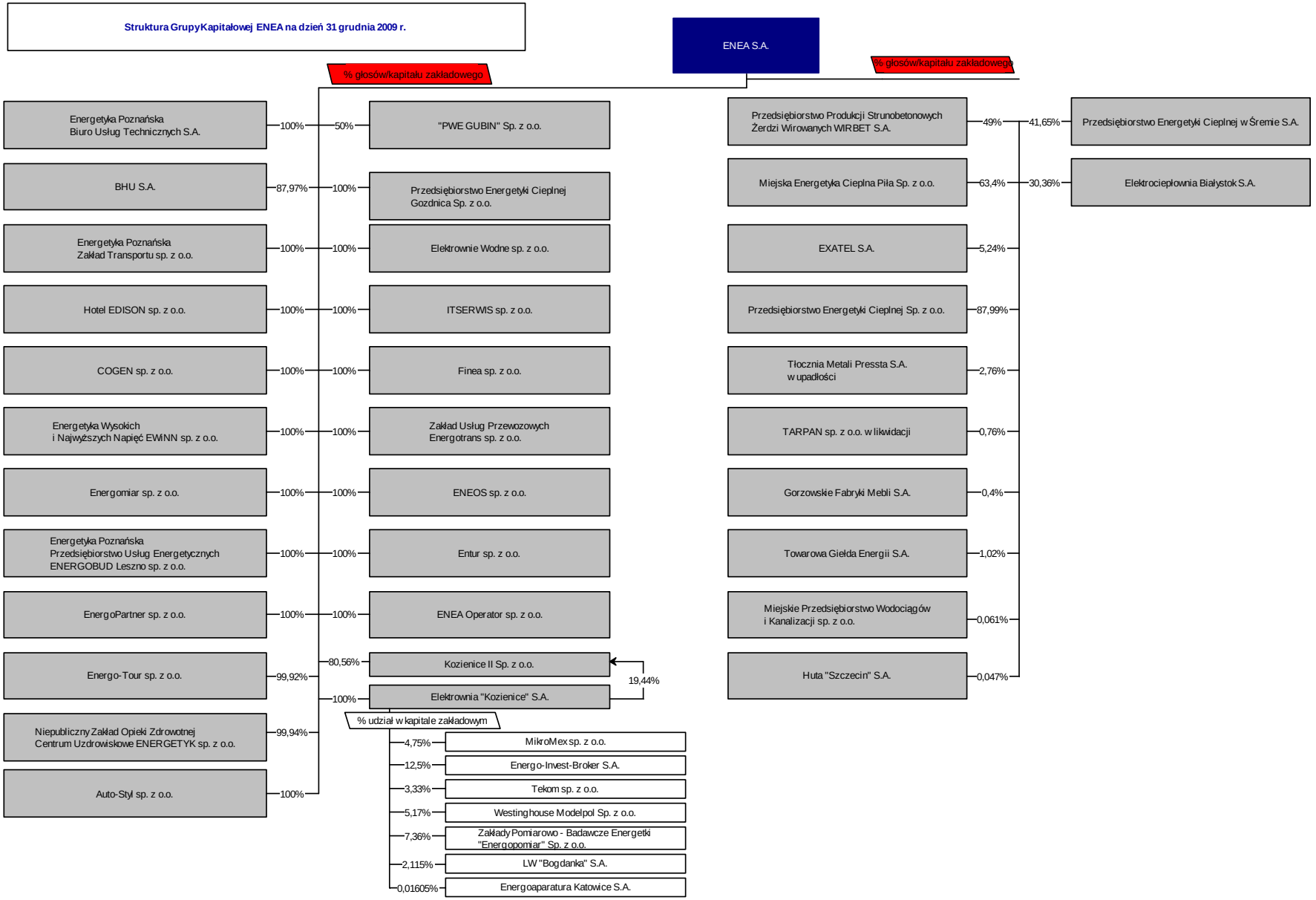
W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej i cieplnej planujemy rozbudowę mocy wiatrowych osiągając do 2020 roku 350-450 MW mocy zainstalowanej. Równocześnie podjęliśmy decyzje o realizacji inwestycji w moce biogazowe, planując osiągnięcie w tym obszarze mocy około 150 MW w 2020 roku.

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.10 mld PLN. Kwota ta zakłada również budowę drugiego bloku o mocy 1000 MW w Świerżach Górnych oraz realizację akwizycji na rynku polskim. Ponadto, Zarząd nie wyklucza uruchomienia kopalni węgla brunatnego w Gubinie po roku 2012, pod warunkiem zaistnienia odpowiednio korzystnych warunków na rynku uprawnień do emisji CO_2, a w późniejszych latach – budowy

dwóch bloków o mocy 1000 MW każdy, opalanych węglem brunatnym. W tym przypadku dodatkowe nakłady wynosić będą do 14 mld PLN.

Struktura organizacyjna

Wykres poniżej przedstawia naszą strukturę organizacyjną:


Struktura Grupy Kapitałowej ENEA na dzień 31 grudnia 2009 r.
ENEA S.A.
% głosów/kapitału zakładowego
% głosów/kapitału zakładowego
Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A.
100%
50%
"PWE GUBIN" Sp. z o.o.
BHU S.A.
87,97%
100%
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Gozdnica Sp. z o.o.
Energetyka Poznańska Zakład Transportu sp. z o.o.
100%
100%
Elektrownie Wodne sp. z o.o.
Hotel EDISON sp. z o.o.
100%
100%
ITSERWIS sp. z o.o.
COGEN sp. z o.o.
100%
100%
Finea sp. z o.o.
Energetyka Wysokich i Najwyższych Napięć EWiNN sp. z o.o.
100%
100%
Zakład Usług Przewozowych Energotrans sp. z o.o.
Energomiar sp. z o.o.
100%
100%
ENEOS sp. z o.o.
Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno sp. z o.o.
100%
100%
Entur sp. z o.o.
EnergoPartner sp. z o.o.
100%
100%
ENEA Operator sp. z o.o.
Energo-Tour sp. z o.o.
99,92%
80,56%
Kozienice II Sp. z o.o.
19,44%
100%
Elektrownia "Kozienice" S.A.
% udział w kapitale zakładowym
4,75%
MikroMex sp. z o.o.
12,5%
Energo-Invest-Broker S.A.
3,33%
Tekom sp. z o.o.
5,17%
Westinghouse Modelpol Sp. z o.o.
7,36%
Zakłady Pomiarowo - Badawcze Energetiki "Energopomiar" Sp. z o.o.
2,115%
LW "Bogdanka" S.A.
0,01605%
Energoaparatura Katowice S.A.
Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK sp. z o.o.
99,94%
Auto-Styl sp. z o.o.
100%
Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A.
49%
41,65%
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Śremie S.A.
Miejska Energetyka Cieplna Piła Sp. z o.o.
63,4%
30,36%
Elektrociepłownia Białystok S.A.
EXATEL S.A.
5,24%
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.
87,99%
Tłocznia Metali Pressta S.A. w upadłości
2,76%
TARPAN sp. z o.o. w likwidacji
0,76%
Gorzowskie Fabryki Mebli S.A.
0,4%
Towarowa Giełda Energii S.A.
1,02%
Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji sp. z o.o.
0,061%
Huta "Szczecin" S.A.
0,047%

Segmenty naszej działalności

W związku ze zmianą przepisów Prawa Energetycznego, ENEA została zobowiązana do wydzielenia ze swojej struktury operatora systemu dystrybucyjnego nie później niż do dnia 1 lipca 2007 roku. W celu wykonania tego obowiązku ENEA zawiązała spółkę ENEA Operator i przeniosła na nią zorganizowaną część przedsiębiorstwa w postaci majątku dystrybucyjnego. ENEA Operator przejęła prowadzenie działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej od dnia 1 lipca 2007 roku na podstawie koncesji na dystrybucję energii elektrycznej wydanej w dniu 28 czerwca 2007 roku przez Prezesa URE na okres od 1 lipca 2007 roku do 1 lipca 2017 roku. Jednocześnie w dniu 30 czerwca 2007 roku. Prezes URE wyznaczył ENEA Operator na operatora systemu dystrybucyjnego, na okres, na jaki ENEA Operator została udzielona koncesja. Ponadto, w celu poprawy funkcjonowania spółek zależnych i uzyskania oszczędności kosztowych, w roku 2007 nastąpił proces połączenia spółek zależnych we wspólnych obszarach działania. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego podstawowa działalność gospodarcza naszej Grupy obejmuje działalność koncesjonowaną w zakresie trzech segmentów: wytwarzania, dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną. Ponadto spółki z naszej Grupy prowadzą działalność dodatkową wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej, w tym, między innymi, zajmują się:

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

Bliższe informacje na temat prowadzonej przez nas działalności dodatkowej można uzyskać w Rozdziale „*Pozostała działalność*" poniżej.

W 2008 roku nasz zysk operacyjny zgodnie ze Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki] wyniósł 251,4 mln PLN. Wynik poszczególnych segmentów działalności (przed uwzględnieniem kosztów ogólnego zarządu nieprzypisanych do działalności poszczególnych segmentów) ukształtował się na poziomie 373,0 mln PLN, z czego 18,2% stanowił zysk z segmentu wytwarzania energii, 18,5% - z segmentu działalności dystrybucyjnej, 65,5% - z segmentu obrotu energią elektryczną oraz 1,7% z pozostałej działalności. (3,9%) łącznej kwoty zysku operacyjnego stanowiły wyłączenia konsolidacyjne.

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku nasz zysk operacyjny zgodnie z Niezbadanym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Spółki wyniósł 439,4 mln PLN. Wynik poszczególnych segmentów działalności (przed uwzględnieniem kosztów ogólnego zarządu nieprzypisanych do działalności poszczególnych segmentów) ukształtował się na poziomie 477,5 mln PLN, z czego 32,2% stanowił zysk z segmentu wytwarzania energii, 35,0% z segmentu działalności dystrybucyjnej, 31,7% z segmentu obrotu energią elektryczną oraz 6,5% z pozostałej działalności. (5,4%) łącznej kwoty zysku operacyjnego stanowiły wyłączenia konsolidacyjne.

Wytwarzanie energii elektrycznej

Łączna osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej w naszej Grupie wynosi 2.936 MW, z czego 2.880 MW przypada na Elektrownię Kozienice, a 56 MW przypada na 20 elektrowni wodnych wchodzących w skład Grupy. W związku z wytwarzaniem energii elektrycznej Elektrownia Kozienice wytwarza stosunkowo niewielkie ilości ciepła w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej, a osiągalna moc cieplna w tym zakresie wynosi 266 MW.

Elektrownia Kozienice

Elektrownia Kozienice, zlokalizowana w południowo-centralnej Polsce, jest największą w Polsce pod względem mocy osiągalnej elektrownią opalaną węglem kamiennym. Elektrownia Kozienice jest elektrownią systemową, co oznacza, że jest ona zobowiązana do świadczenia usług systemowych na rzecz operatora systemu przesyłowego. Wszystkie jednostki wytwórcze Elektrowni Kozienice są jednostkami centralnie dysponowanymi. Oznacza to, że operator systemu przesyłowego może dysponować (żądać dostarczenia lub zaprzestania wytwarzania energii elektrycznej) tymi jednostkami na zasadach określonych przez Prawo Energetyczne oraz IRiESP.

Wytwarzanie energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice oparte jest na spalaniu węgla kamiennego jako paliwa podstawowego. Ponadto pod koniec 2007 roku w Elektrowni Kozienice oddano do eksploatacji instalację współspalania biomasy, dzięki czemu, począwszy od stycznia 2008 roku, Elektrownia rozpoczęła wytwarzanie energii elektrycznej o statusie energii odnawialnej (poprzez współspalanie biomasy).

Techniczny potencjał wytwórczy Elektrowni Kozienice wynosi 14,1 TWh netto (15,0 TWh brutto) rocznie. W latach 2006-2008 Elektrownia wytworzyła odpowiednio 12,3, 11,5 oraz 10,9 TWh energii elektrycznej netto (odpowiednio 13,2; 12,4 oraz 11,8 TWh brutto). W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku Elektrownia wytworzyła 8,3 TWh (9,0 TWh brutto). Przy uwzględnieniu obecnej wielkości i sprawności mocy wytwórczych Elektrowni Kozienice oraz poziomu planowanego przydziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 (9,6 mln ton rocznie), Elektrownia Kozienice może obecnie wytwarzać bez konieczności zakupu dodatkowych uprawnień jedynie około 10,9 TWh brutto rocznie.

Współczynnik obciążenia brutto Elektrowni Kozienice, pokazujący, w jakim stopniu odbiorcy pobierają energię elektryczną z Elektrowni Kozienice w stosunku do jej możliwości, wynosił za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku, odpowiednio 56,9%, 55,8% oraz 58,1%. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku współczynnik obciążenia brutto kształtował się na poziomie 60,8%. Współczynnik obciążenia brutto mierzony jest jako porównanie produkcji brutto do całkowitych możliwości produkcyjnych. Pomiar ilości energii elektrycznej netto mierzony jest na przyłączach jednostek wytwórczych (przed wprowadzeniem energii elektrycznej do sieci) po odjęciu energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne jednostki wytwórczej. Pomiar produkcji energii elektrycznej brutto następuje na przyłączach wytwórcy i uwzględnia zużycie własne elektrowni oraz energię elektryczną wprowadzoną do sieci.

Według danych ARE, w porównaniu do innych elektrowni działających na terytorium Polski, Elektrownia Kozienice wytwarza energię elektryczną przy relatywnie niskich kosztach wytwarzania.

Poziom kosztów stałych Elektrowni Kozienice jest stosunkowo niski. Koszty stałe elektrowni w Polsce (tj. Elektrowni Kozienice oraz elektrowni spółek PKE S.A., Elektrowni Połaniec S.A., Grupy Electrabel, Elektrowni Opole S.A., Elektrowni Rybnik S.A, Elektrowni Stalowa Wola S.A., Elektrowni Dolna Odra S.A., oraz ZE Ostrołęka S.A.) w roku 2008 mieściły się w przedziale 25,6 PLN/MWh do 53,3 PLN/MWh, a ich średnia była równa 41,8 PLN/MWh. Według ARE, tylko jedno z tych źródeł działało na kosztach niższych niż Elektrownia Kozienice. Koszty zatrudnienia w tych zakładach mieściły się w przedziale 8,2 PLN/MWh do 27,7 PLN/MWh. Tak struktura, jak i poziom kosztów każdego zakładu są w dużej mierze uzależnione od jego struktury organizacyjnej. Niektóre przedsiębiorstwa utrzymują zatrudnienie wyłącznie w swojej działalności podstawowej korzystając z usług zewnętrznych w zakresie działalności pozapodstawowej i dodatkowej, dlatego też, poprawiamy porównywalność ich danych po uwzględnieniu kosztów zatrudnienia i usług zewnętrznych. W wymienionych elektrowniach opalanych węglem kamiennym średni zagregowany koszt zatrudnienia i usług zewnętrznych wyniósł 23,0 PLN/MWh i mieścił się w przedziale 12 PLN/MWh do 31,5 PLN/MWh. Tylko w jednej z wymienionych elektrowni ten zagregowany koszt był niższy niż w Elektrowni Kozienice.

Na poziom kosztów zmiennych rzutuje zasadniczo koszt paliwa. W 2008 roku, w elektrowniach opalanych węglem kamiennym koszt paliwa (z uwzględnieniem kosztów zakupu) stanowił 94,7% kosztów zmiennych. W wymienionych elektrowniach opalanych węglem kamiennym średnie koszty zmienne wzrosły w roku 2008 o ponad 17% w porównaniu z ich poziomem w roku 2007. Średnie koszty zmienne wyniosły 100,4 PLN/MWh w 2008 roku mieszcząc się w przedziale 89,7 PLN/MWh do 117,8 PLN/MWh. Średni koszt paliwa (łącznie z kosztami zakupu) wyniósł 95,1 PLN/MWh mieszcząc się w przedziale 85,9 PLN/MWh do 114,4 PLN/MWh. Tylko dwie z wyżej wspomnianych elektrowni miały niższe koszty zmienne niż Elektrownia Kozienice w roku 2008. W odniesieniu do kosztów paliwa – trzy z tych elektrowni wykazały koszty paliwa niższe niż Elektrownia Kozienice.

W latach poprzednich sprzedaż energii elektrycznej była realizowana przez Elektrownię Kozienice przede wszystkim w oparciu o KDT. W latach 2006-2007 roku największym odbiorcą energii elektrycznej od Elektrowni Kozienice była PSE, która na mocy KDT z 12 września 1997 roku odebrała odpowiednio w 2006 roku około 36,4%, zaś w 2007 roku około 33,4% energii elektrycznej sprzedanej i wyprodukowanej przez Elektrownię. Pozostałą część energii elektrycznej w latach 2006-2007 roku Elektrownia Kozienice sprzedawała przedsiębiorstwom obrotu (odpowiednio około 23,1%, 44,0%), spółkom dystrybucyjnym (odpowiednio około 35,3%, 19,9%) i na TGE (odpowiednio około 0,3%, 0,9% sprzedanej energii elektrycznej) oraz na rynku bilansującym (odpowiednio około 4,9%, 1,8% sprzedanej energii elektrycznej).

Po wejściu Elektrowni Kozienice w skład naszej Grupy oraz po rozwiązaniu z dniem 1 kwietnia 2008 roku Umowy KDT z 12 września 1997 roku w zasadzie cała energia elektryczna, z wyjątkiem energii elektrycznej sprzedawanej na rynku bilansującym, rezerw mocy w ramach regulacyjnych usług systemowych oraz znikomych ilości sprzedawanych lokalnym odbiorcom końcowym, jest sprzedawana do ENEA.

Aktywa wytwórcze

Elektrownia Kozienice posiada dziesięć jednostek wytwórczych o łącznej mocy osiągalnej brutto 2.880 MW, w tym osiem jednostek o łącznej mocy osiągalnej brutto 1.785 MW (w tym 1 blok o mocy osiągalnej brutto 215 MW, 1 blok o mocy osiągalnej brutto 220 MW oraz 6 bloków o mocy osiągalnej brutto 225 MW każdy) przyłączonych do sieci 110 i 220 kV oraz dwie jednostki 500 MW o łącznej mocy osiągalnej brutto 1.095 MW (w tym jedna o mocy osiągalnej brutto 535 MW oraz druga o mocy osiągalnej brutto 560 MW) przyłączone do sieci 400 kV. Wszystkie jednostki wytwórcze pochodzą z lat ’70 XX wieku. W latach ’90 XX wieku były jednak poddawane kapitalnej modernizacji.

Dane operacyjne jednostek wytwórczych Elektrowni na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego zostały przedstawione w tabeli poniżej:

Parametry techniczne	**200 MW[(1)]**	**500 MW[(1)]**
Liczba bloków	8	2
Wskaźnik dyspozycyjności[(2)]	90,3%	86,3%
Sprawność ogólna[(3)]	39,7%	39,7%
Współspalanie biomasy	Tak	Nie
Uruchomienie	1972-74	1978-79
Znaczące remonty[(4)]	1995-2004	2000/2001

[(1)] Obecna osiągalna moc różni się w poszczególnych blokach ze względu na przeprowadzone modernizacje.
[(2)] Wskaźnik dyspozycyjności stanowi iloraz czasu pracy jednostki wytwórczej do możliwego czasu pracy.
[(3)] Sprawność ogólna umożliwia porównanie ilości energii chemicznej zawartej w zużytym paliwie z energią wytworzoną.
[(4)] Znaczący remont to wszechstronny remont planowany z co najmniej rocznym wyprzedzeniem, uzgodniony z operatorem systemu przesyłowego celem uwzględnienia planowego niedoboru mocy wytwórczych w okresie remontowym. Znaczący remont trwa minimum 60 dni w przypadku jednostek wytwórczych o mocy 200 MW i 90 dni przypadku jednostek o mocy 500 MW. Celem znaczącego remontu jest poprawienie sprawności i niezawodności urządzenia. Zakres takiego remontu może obejmować zmianę parametrów technologicznych i technicznych urządzenia, a także pełną wymianę jednostki wytwórczej.

W latach 2018-2028 Elektrownia Kozienice przewiduje wycofywanie z produkcji jednostek wytwórczych o mocy 215-225 MW. W 2018 roku zostaną wycofane z produkcji dwie jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej 215 i 225 MW. W roku 2019 zostanie wycofany kolejny blok o mocy osiągalnej 220 MW. Kolejny blok (o mocy osiągalnej 225 MW) zostanie wycofany z produkcji w 2026 roku, a następne dwa (o mocy osiągalnej 225 MW) w roku 2027. Ostatnie dwa bloki o mocy osiągalnej 225 MW zostaną wycofane z produkcji w roku 2028. Przewidywane wycofywanie z produkcji jednostek wytwórczych wynika głównie ze zużycia techniczno-technologicznego tych jednostek. Na podstawie obecnie posiadanej wiedzy ocenia się, że jednostki te mogą być eksploatowane do osiągnięcia 300 tys. godzin pracy. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego Elektrownia Kozienica nadal rozważa potencjalny remont wszystkich bądź niektórych z powyższych jednostek wytwórczych.

Zaopatrzenie w paliwa

Wytwarzanie energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice oparte jest przede wszystkim na spalaniu węgla kamiennego jako paliwa podstawowego. Wytwarzanie energii elektrycznej o statusie energii odnawialnej (poprzez współspalanie biomasy) zostało rozpoczęte w Elektrowni w styczniu 2008 roku.

Głównym dostawcą węgla kamiennego do Elektrowni jest Lubelski Węgiel „Bogdanka”, który w 2008 roku dostarczył 2,82 mln ton, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 1,87 mln ton. Główną przyczyną dla wyboru Lubelskiego Węgla Bogdanka S.A. jako głównego dostawcy jest jego niedaleka odległość od Elektrowni wynosząca około 100 km, podczas gdy większość polskich kopalni zlokalizowana jest na terenie Górnego Śląska w odległości około 300 km. Węgiel z kopalni Bogdanka charakteryzuje się wysoką zawartością siarki, a jego samodzielne spalanie powodowałoby, z uwagi na obecną wydajność instalacji odsiarczania w Elektrowni Kozienice, przekroczenie dopuszczalnych norm emisji siarki. Z tego powodu, a także w celu dywersyfikacji dostaw, Elektrownia zawiera umowy na dostawę węgla kamiennego z dostawcami z Górnego Śląska, tj. z Katowickim Holdingiem Węglowym S.A., Jastrzębską Spółką Węglową S.A oraz Kompanią Węglową S.A. Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego, ze wszystkimi ww. dostawcami, za wyjątkiem Kompanii Węglowej S.A., Elektrownia ma zawarte umowy ramowe dostawy węgla, w ramach których każdego roku ustalane są ceny oraz ilość dostarczanego węgla. Opis głównych warunków tych umów znajduje się w niniejszym Rozdziale w punkcie „*Istotne umowy*”.

Dostawcy oraz dostarczane ilości węgla w latach 2006-2008 zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	2006	**2007**	**2008**
	(w mln ton)		
Dostawca			
Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.	2,82	2,80	2,82

	2006	2007	2008
	(w mln ton)		
Katowicki Holding Węglowy S.A.	2,02	1,95	1,53
Kompania Węglowa S.A.	0,25	0,14	0,52
Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	-	0,01	0,32
Pośrednicy	0,22	-	-
Razem	**5,31**	**4,90**	**5,20**

Zużycie węgla kamiennego w latach 2006, 2007 i 2008 wynosiło, odpowiednio, 5,36 mln ton, 5,15 mln ton oraz 4,89 mln ton.

Dostawcy oraz dostarczane ilości węgla w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2008 oraz 30 września 2009 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli:

	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2008 roku	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku
Dostawca	*(w mln ton)*	
Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.	2,19	1,87
Katowicki Holding Węglowy S.A.	1,17	0,99
Kompania Węglowa S.A.	0,37	0,33
Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	0,27	0,28
Pośrednicy	-	0,22
Razem	4,00	**3,69**

Dostawy węgla do Elektrowni są realizowane głównie przez PKP Cargo, która dostarcza do Elektrowni ponad 95% zakupionego przez Elektrownię węgla. Korzyścią korzystania z PKP Cargo jest obsługa przez ten podmiot transportu na terenie całej Polski.

Elektrownia Kozienice wykorzystuje również mazut jako paliwo pomocnicze służące do uruchamiania oraz wyłączania bloków energetycznych.

W styczniu 2008 roku Elektrownia rozpoczęła wytwarzanie energii przy współspalaniu biomasy jako paliwa. Współspalanie biomasy jest dokonywane w ośmiu blokach 200-225 MW. Jako biomasa są używane, w szczególności pelety z trocin, trociny, pelety ze słonecznika. Elektrownia posiada obecnie umowy z siedmioma dostawcami biomasy. Przewiduje się, że zużycie biomasy w 2010 roku osiągnie około 120.000 ton. Docelowo planujemy współspalać rocznie około 200.000 ton biomasy. Wszystkie bloki 200-225 MW w Elektrowni Kozienice są przystosowane do wytwarzania energii przy współspalaniu biomasy jako paliwa.

Wytwarzanie ciepła

W związku z wytwarzaniem energii elektrycznej Elektrownia Kozienice wytwarza stosunkowo niewielkie ilości ciepła w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej. Osiągalna moc cieplna Elektrowni Kozienice wynosi 266 MW. Elektrownia dostarcza odbiorcom ciepło w postaci pary technologicznej, wody technologicznej oraz wody grzewczej. Głównym odbiorcą ciepła od Elektrowni Kozienice jest przedsiębiorstwo ogrodnicze zlokalizowane w pobliżu Elektrowni. W latach 2006-2008 Elektrownia sprzedała, odpowiednio, 365,2 TJ, 429,8 TJ ciepła oraz 340,4 TJ, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 245,5 TJ.

Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji

Poza współspalaniem biomasy w Elektrowni Kozienice, wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych w naszej Grupie zajmują się Elektrownie Wodne. Dysponujemy dwudziestoma elektrowniami wodnymi o łącznej osiągalnej mocy 56 MW leżącymi w północno-zachodniej Polsce na rzekach: (i) Brda – elektrownie Koronowo, Smukała oraz Tryszczyn, (ii) Wda – elektrownie Gródek i Żur, (iii) Gwda – elektrownie Dobrzyca, Jastrowie, Koszyce, Podgaje oraz Ptusza, (iv) Rega – elektrownie Likowo, Płoty, Prusinowo, Rejowice, Trzebiatów I oraz Trzebiatów II, (v) Myśla – elektrownia Międzylesie i Grucisz, (vi) Drawa – elektrowni Kamienna; oraz (vii) Obra – elektrownia Bledzew. W 2008 roku Elektrownie Wodne wytworzyły łącznie 0,143 TWh energii elektrycznej netto, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 0,093 TWh.

W ramach naszej Grupy spółka EnergoPartner zajmuje się rozwojem działalności w zakresie wytwarzania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych poprzez realizację projektów parków wiatrowych. Aktualnie rozwijane projekty posiadają moc 242,5 MW.

Ponadto, dnia 15 stycznia 2010 roku nabyliśmy biogazownię w Liszkowie, największą instalację swego rodzaju

w Polsce. Pracuje ona w oparciu o mieszankę substratów z warzyw, mączki ziemniaczanej, wysłodków buraka cukrowego i wywaru pogorzelnianego. Moce wytwórcze jakimi dysponuje biogazownia to 2,12 MW w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i 2,2 MW wytwarzania ciepła.

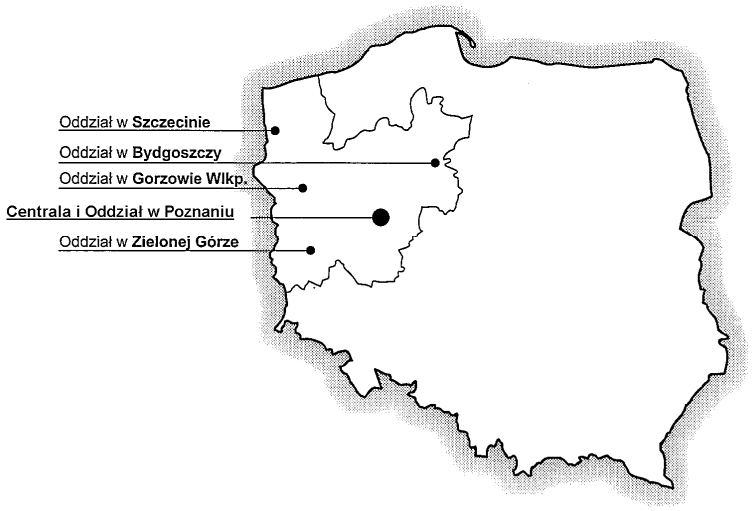
Realizując naszą strategię nakierowaną na zwiększenie kontroli kosztów realizacji naszego obowiązku ustawowego określającego zobowiązania w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i w skojarzeniu, w grudniu 2008 roku nabyliśmy akcje/udziały w EC Białystok, Przedsiębiorstwie Energetyki Cieplnej w Śremie S.A., Przedsiębiorstwie Energetyki Cieplnej sp. z o.o. z siedzibą w Obornikach i w Miejskiej Energetyce Cieplnej sp. z o.o. z siedzibą w Pile. Szczegółowy opis dotyczący EC Białystok zamieszczamy w Rozdziale *„Informacje dodatkowe" – „Istotne podmioty zależne Spółki*".

Dystrybucja energii elektrycznej

W ramach naszej Grupy dystrybucją energii elektrycznej zajmuje się ENEA Operator, która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego. W zakresie dystrybucji ENEA Operator obejmuje swoim zasięgiem obszar 58.213 km^2, co stanowi około 20% terytorium kraju. Według danych ARE w 2008 roku nasz udział w rynku usług dystrybucji energii w Polsce (w ujęciu ilościowym) wyniósł około 13,9%. Obszar, na którym działa ENEA Operator, obejmuje swoim zasięgiem około 2,3 mln odbiorców. Jest to województwo lubuskie oraz w części województwa położone w północno-zachodniej części kraju: wielkopolskie, zachodniopomorskie, kujawsko-pomorskie, pomorskie oraz dolnośląskie. Na dzień 30 września 2009 r. ENEA Operator dysponuje liniami energetycznymi o długości około 125.400 km (wraz z przyłączami) oraz około 34.300 stacjami elektroenergetycznymi, zgodnie z wewnętrzną ewidencją ENEA Operator w tym zakresie.

W ramach swojej działalności ENEA Operator nabywa energię elektryczną w celu pokrycia strat w sieci dystrybucyjnej powstałych podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, które stanowią różnicę pomiędzy ilością energii zmierzoną jako wprowadzoną do sieci a ilością energii zmierzoną jako pobraną z sieci przez odbiorców lub oddaną do innych sieci.

ENEA Operator obsługuje klientów w 5 Zakładach Obsługi Klienta, którym podlega w sumie 35 Biur Obsługi Klienta. Poniższy schemat przedstawia zasięg terytorialny ENEA Operator:



ENEA Operator w zakresie usług dystrybucji działa na swoim terenie jako monopolista naturalny i nie występuje w tym zakresie zjawisko konkurencji. Na obszarze działania ENEA Operator działają PKP Energetyka Sp. z o.o. oraz lokalne przedsiębiorstwa, które posiadają własne sieci dystrybucyjne i wydane przez Prezesa URE koncesje na dystrybucję energii elektrycznej. PKP Energetyka Sp. z o.o. jest przedsiębiorstwem wyznaczonym na operatora systemu dystrybucyjnego, które w szczególności zajmuje się dostarczaniem energii elektrycznej na potrzeby trakcji elektrycznej. Lokalne przedsiębiorstwa są to natomiast podmioty przyłączone do sieci ENEA Operator, które pobraną energię elektryczną zużywają przede wszystkim na potrzeby własne, a jedynie część pobranej energii odsprzedają podmiotom przyłączonym bezpośrednio do ich sieci (na poziomie średniego i niskiego napięcia).

Taryfy

Świadczenie usług dystrybucji wymaga uzyskania zatwierdzenia taryfy przez Prezesa URE. Od założeń przyjętych do jej przygotowania zależy poziom przychodów ENEA Operator. ENEA Operator uzyskała zatwierdzenie pierwszej swojej taryfy (wcześniejsze taryfy były uzyskiwane jeszcze przez ENEA) w dniu 17 grudnia 2007 roku. Aktualna taryfa została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 23 grudnia 2009 r., obejmuje rok taryfowy tożsamy z kalendarzowym rokiem 2010 i obowiązuje od dnia 7 stycznia 2010, przy czym w części dotyczącej stawek opłaty przejściowej od dnia 1 stycznia 2010 r.

Zwrot z kapitału w dystrybucji w latach 2005-2010

Poniższa tabela prezentuje wybrane elementy przychodu regulowanego z dystrybucji energii elektrycznej. Informacje na temat zasad kalkulacji taryfy na rok 2010 zostały opisane w Rozdziale „*Otoczenie regulacyjne*" – „*Taryfy*".

	Rok taryfowy 2005[(1)]	**Rok taryfowy 2006[(1)]**	**Rok taryfowy 2007**	**Rok taryfowy 2008[(3)]**	**Rok taryfowy 2009[(3)]**	**Rok taryfowy 2010[(3)]**
Wartość regulacyjna aktywów (WRA) do wyznaczenia kwoty zwrotu z kapitału (tys. PLN)	3.847.290,1	3.799.582,3	2.001.701,0	1.870.107,0	1.949.387,0	5.484.775,0
Współczynnik udziału WRA podlegającego wynagradzaniu (%)	25,0	37,5	100	100	105,555 [(4)]	50,808[(4)]
WACC (%)	13,2	13,2	10,0	9,847	10,406	10,519
Kwota zwrotu z kapitału (tys. PLN)	126.575,8	187.509,4	200.971,0	184.149,4	214.121,0	293.136,0
Przychód regulowany (tys. PLN)	2.037.009,5[(2)]	2.171.636,4[(2)]	2.119.763,5	2.169.807,0	2.245.639,0	2.357.206,0

[(1)] Rozporządzeniem taryfowym z dnia 23 kwietnia 2004 r. pierwszy rok trzyletniego okresu regulacji został wydłużony o sześć miesięcy, tj. do dnia 31 grudnia 2004 r. Współczynniki korekcyjne X zatwierdzone na kolejne lata taryfowe obejmujące: II półrocze 2004 roku i I półrocze 2005 roku oraz II półrocze 2005 roku i I półrocze 2006 roku miały zastosowanie przy wyznaczaniu przychodu regulowanego odpowiednio w latach taryfowych 2005 i 2006 (lata te odpowiadały latom kalendarzowym).

[(2)] Podane w tabeli przychody regulowane dla lat taryfowych 2005 i 2006 wyznaczone zostały w oparciu o zatwierdzone przez Prezesa URE decyzją z dnia 26 czerwca 2003 r. współczynniki korekcyjne X.

[(3)] Podane dane odnoszą się do ostatniej obowiązującej w danym roku kalendarzowym Taryfy, tj. dla roku 2008 zatwierdzonej Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 kwietnia 2008r., znak DTA-4211-2(14)/2008/13854/I/BM, dla roku 2009 zatwierdzonej Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 15 stycznia 2009r., znak DTA-4211-119(17)/2008/2009/13854/II/BM/MS, dla roku 2010 zatwierdzonej Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 grudnia 2009r., znak DTA-4211-114(5)/2009/13854/III/BH (w zakresie stawek opłaty przejściowej) oraz z dnia 23 grudnia 2009r., znak DTA-4211-114(10)/2009/13854/III/BH (w pozostałej części)

[(4)] Podane dane przedstawiają procent Wartości Regulacyjnej Aktywów faktycznie podlegający wynagradzaniu zgodnie z wyliczeniem własnym.

Począwszy od roku taryfowego obejmującego II półrocze 2003 roku i I półrocze 2004 roku Prezes URE określił nową politykę regulacji spółek dystrybucyjnych, w zakresie związanym z zasadami wynagradzania kapitału.

I tak w kolejnych latach taryfowych kwota zwrotu z kapitału wyznaczana była według następującej zależności:

$$Kzzk = WRA * WACC * U \text{ (PLN)}$$

gdzie:

Kzzk - Kwota zwrotu z kapitału

WRA - Wartość regulacyjna aktywów

Bazą do wyznaczenia WRA na lata taryfowe 2003-2006 była wartość majątku, określona jako wartość bilansowa majątku spółki inkorporującej (Energetyka Poznańska S.A.; obecnie ENEA) i wartość godziwa majątku spółek inkorporowanych (Energetyka Szczecińska S.A., Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A., Zakład Energetyczny Gorzów S.A., Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.).

WACC - Średnioważona stopa zwrotu z kapitału

W kolejnych latach taryfowych począwszy od II półrocza 2003 roku do końca 2006 roku wysokość WACC wynosiła 13,16%.

U - Współczynnik udziału WRA podlegającego wynagradzaniu

Uzgodnione z Prezesem URE wartości współczynników dla kolejnych lat taryfowych zostały wyznaczone w taki sposób, aby w 2011 roku kwota zwrotu z kapitału naliczana była od 100% WRA.

Dla roku taryfowego 2007 Prezes URE zastosował dla ENEA odmienną metodologię wynagradzania kapitału, polegającą na wyznaczeniu WRA w oparciu o wartość majątku nieuwzględniającego wyceny według wartości godziwej (suma wartości majątków pięciu spółek przed konsolidacją), przy czym kwota zwrotu z kapitału obliczana była od 100% wartości WRA. Bazą do wyznaczenia WRA była wartość majątku na dzień 31 grudnia 2002 r. Dla roku taryfowego 2008 (pierwszego po wyodrębnieniu ENEA Operator, tj. operatora systemu dystrybucyjnego), zgodnie z wytycznymi Prezesa URE, do wyznaczenia kwoty zwrotu z kapitału przyjęto wartość WRA równą wartości majątku zaangażowanego w działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej w ujęciu podatkowym, odpowiadającą 100% wartości netto majątku według stanu na dzień 30 czerwca 2007 r., tj. przed wydzieleniem majątku dystrybucyjnego do ENEA Operator.

Dla roku 2009 do kalkulacji uzasadnionego zwrotu z kapitału, przyjęto WRA równą wielkości przyjętej do kalkulacji taryfy na rok 2008r., pomniejszoną o amortyzację oraz powiększoną o nakłady inwestycyjne uwzględnione w kalkulacji poprzedniej taryfy. Za wartość WRA podlegającą wynagrodzeniu przyjęto więc:

$$WRA_{2009} = WRA_{2008} - A_{2008} + I_{netto\ 2008}$$

gdzie:

WRA_{2009} - wartość majątku stanowiąca podstawę wynagradzania,

WRA_{2008} - wartość majątku sieciowego uwzględniona w kalkulacji taryfy na 2008 rok,

$I_{netto\ 2008}$ - inwestycje netto na rok 2008 uzgodnione w taryfie na 2008 r.,

A_{2008} - amortyzacja majątku sieciowego uwzględniona w taryfie na 2008 r.

Przy czym kwotę zwrotu z kapitału do kalkulacji taryfy na rok 2009 ustalono wg następującej zależności:

$$ZK = WRA_{2009} * WACC + 0{,}5\% * PR_{2008}$$

gdzie:

ZK – kwota zwrotu z kapitału,

WRA_{2009} – wartość majątku podlegająca wynagrodzeniu,

WACC– średnioważona stopa zwrotu kapitału.

PR_{2008} – przychód regulowany wynikający z taryfy zatwierdzonej na 2008 r.

Przy określaniu kwoty zwrotu z kapitału na rok 2009 założono, że dla zapoczątkowania wprowadzenia proponowanej do wprowadzenia od 2010 roku nowej metody - w taryfie na 2009 r. został uznany częściowy wzrost wynagrodzenia za zaangażowany kapitał w wysokości 0,5% przychodu regulowanego wynikającego z zatwierdzonej w grudniu 2007 r. taryfy na 2008r.

Nowa metoda, obowiązująca od 2010 roku przewiduje, iż oszacowanie początkowego WRA, będącego podstawą do dalszych kalkulacji nastąpi na podstawie metody utraconych przychodów, tj. na podstawie ustalenia wartości straty, jaką poniósłby Operator Systemu Dystrybucyjnego, gdyby pozbawiony został aktywów sieciowych. Przyjęto, iż wartość początkowa WRA zostanie określona na dzień 31 grudnia 2008r. i będzie przyjęta została jako mniejsza z dwóch wartości wyznaczonych dla każdej ze spółek przez niezależne podmioty na podstawie metod: kosztu zastąpienia (RC) oraz wartości ekonomicznej (EV).

Wyznaczona, początkowa wartość WRA, ma być uaktualniana corocznie, począwszy od 2010 roku, zgodnie ze wzorem:

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

gdzie:

WRA_t - wartość regulacyjna aktywów dla roku t (według stanu na początek danego roku taryfowego),

WRA_{t-1} - wartość regulacyjna aktywów przyjęta do kształtowania taryfy dla roku t-1, przy czym WRA dla roku 2009 równa jest wielkości początkowej wyznaczonej metodą utraconych przychodów (DV),

I_{t-1} - wysokość nakładów inwestycyjnych przyjętych do kształtowania taryfy na rok t-1,

OP_{t-1} - wysokość przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, przyjętych do kształtowania taryfy na rok t-1,

AR_{t-1} - wysokość amortyzacji z roku t-1 wyznaczana na potrzeby aktualizacji WRA,

ΔI_{t-2} - współczynnik korygujący określony jako różnica w rzeczywistym poziomie poniesionych w roku t-2 nakładów inwestycyjnych oraz przychodów z opłat za przyłączenie w roku t-2 i poziomie przyjętym do kalkulacji taryfy na rok t-2,

t - rok dla którego ma obowiązywać dana taryfa.

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

$$AR_{t-1} = \frac{WRA_{t-1}}{WK_{t-1}} \cdot AK_{t-1}$$

gdzie:

WK_{t-1} - wartość księgowa netto aktywów sieciowych na początek roku taryfowego t-1 wynikająca z ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa,

WRA_{t-1} - wartość regulacyjna aktywów przyjęta do kształtowania taryfy dla roku t-1,

AK_{t-1} - wielkość planowanej amortyzacji księgowej uwzględnionej w kalkulacji taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE na rok t-1.

Zwrot z kapitału na kolejne lata taryfowe, począwszy od 2010 roku określany byłby przy pomocy zależności:

$$Z_t = \min\begin{Bmatrix} WRA_t \cdot WACC_t \\ Z(BO)_t + Z(I)_t \end{Bmatrix}$$

gdzie:

Z_t - zwrot z zaangażowanego kapitału uwzględniany w taryfie na rok t,

WRA_t - wartość regulacyjna aktywów według stanu na początek roku t,

$WACC_t$ - średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t,

$Z(BO)_t$ - zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008r. i uwzględniający ścieżkę dojścia do pełnego zwrotu,

$Z(I)_t$ - zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008r.

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

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

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

gdzie:

$PR(BO)_{t-1}$ - przychód regulowany na rok t-1 skorygowany o zwrot i amortyzację od inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008r.,

I_j - wysokość nakładów inwestycyjnych uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok taryfowy j,

OP_j - przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok j,

AI_j - wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008r.,

ΔI_j - współczynnik korygujący określony jako różnica w rzeczywistym poziomie poniesionych w roku j nakładów inwestycyjnych oraz przychodów z opłat za przyłączenie w roku j2 i poziomie przyjętym do kalkulacji taryfy na rok j.

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

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

natomiast na lata następne:

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

gdzie:

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

Wysokość amortyzacji przyjmowana do powyższych kalkulacji określana jest wg wzoru:

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

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

gdzie:

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

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

$$Z_t = WRA_t * WACC_t$$

Wszelkie informacje dotyczące zasad wyliczania WRA, zwrotu z zaangażowanego kapitału, poziomu średnioważonej stopy zwrotu z kapitału (WACC) oraz innych ważnych elementów ustalania taryfy, publikowane są corocznie w opracowaniach URE.

W odniesieniu do roku taryfowego 2010, wytyczne oraz założenia przyjęte do kalkulacji taryfy zawiera dokument określający taryfy dla operatorów systemów dystrybucyjnych na 2010 rok wydany przez Prezesa URE i przekazany OSD. W taryfie na 2010 rok wartość regulacyjna aktywów została określona zgodnie z metodą określania wartości regulacyjnej aktywów i wynagradzania zainwestowanego kapitału zaakceptowaną przez Prezesa URE.

Majątek dystrybucyjny

Zgodnie z danymi pochodzącymi z wewnętrznej ewidencji ENEA Operator na 30 września 2009 roku ENEA Operator dysponowała liniami energetycznymi o długości ponad 125.400 km (wraz z przyłączami) oraz około 34.300 stacjami elektroenergetycznymi, w tym około 19.830 stacjami słupowymi i około 14.470 stacjami kubaturowymi. Sieć dystrybucyjna ENEA Operator składała się z linii i stacji elektroenergetycznych o napięciach wysokim (110 kV), średnim (40 kV, 30 kV, 20 kV, 15 kV i 6 kV) i niskim (0,4 kV). Długość linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV w przeliczeniu na jeden tor wynosiła 4.928 km i była to przede wszystkim sieć napowietrzna, gdyż linie kablowe 110 kV to odcinki o długości 11 km. Długość linii o napięciu znamionowym 40 kV wynosiła 24 km, a 30 kV - 52 km. Pozostałe linie średnich napięć 6 kV - 20 kV to łącznie 46.406 km w przeliczeniu na jeden tor, z czego 35.918 km (około 77%) to linie napowietrzne. Długość linii elektroenergetycznych niskiego napięcia (do 1 kV) wynosiła 56.727 km, w tym na terenach miejskich prawie 23.000 km, a na pozostałym obszarze ponad 33.700 km w przeliczeniu na jeden tor, nie licząc przyłączy, których łączna liczba wynosiła 744.700 sztuk o łącznej długości 17.300 km.

Zgodnie z danymi pochodzącymi z wewnętrznej ewidencji ENEA Operator na 30 września 2009 roku ENEA Operator posiadała 214 stacji elektroenergetycznych o górnym napięciu 110 kV o mocy 7.091 MVA oraz 34.087 stacji średniego i niskiego napięcia o mocy 6.640 MVA.

Według stanu na 31 grudnia 2008 roku, 41.530 km naszej sieci (39%) miało poniżej 25 lat, 53.450 km (50%) naszej sieci było w wieku 25 – 50 lat, natomiast 11.960 km (11%) naszej sieci było starsze niż 50 lat. Oględziny oraz badania sieci dystrybucyjnej, w zależności od napięcia oraz rodzajów urządzeń, są dokonywane w odstępach roku lub pięciu lat. Nasze sieci dystrybucyjne są monitorowane przez pięć centrów oddziałowych, zarządzających siecią 110 kV, oraz 33 centra rejonowe, zarządzające siecią średniego napięcia, które monitorują ewentualne wyłączenia, awarie i zakłócenia. System monitoringu naszych sieci nie jest w pełni ujednolicony, co wynika z tego, że historycznie w ramach naszej Grupy zostały połączone różne systemy monitoringu należące uprzednio do pięciu odrębnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych.

ENEA Operator jako operator systemu dystrybucyjnego jest obowiązana do opracowania Instrukcji Ruchu i

Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. IRiESD określa, w szczególności, warunki korzystania z sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci oraz zasady bilansowania systemu dystrybucyjnego. Operator systemu dystrybucyjnego przedstawia Prezesowi URE do zatwierdzenia tę część IRiESD, która dotyczy bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Przygotowana przez ENEA Operator IRiESD w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 6 marca 2008 roku i obowiązuje od dnia 1 kwietnia 2008 roku.

Straty sieciowe

Straty sieciowe energii elektrycznej w procesie jej dystrybucji obejmują: straty techniczne oraz straty handlowe (związane z nielegalnym poborem energii oraz wynikające z błędów przyrządów pomiarowych lub niejednoczesności odczytów). W wyniku prowadzonych procesów inwestycyjnych poziom strat w dystrybucji energii elektrycznej poprzez sieci dystrybucyjne ENEA Operator systematycznie spada i wynosił za lata zakończone 31 grudnia 2005 roku, 2006 roku, 2007 roku oraz 2008 roku, odpowiednio 1.960,2 TWh (11%), 1.917,3 TWh (10,3%), 1.874,0 TWh (10,0%) oraz 1.831,0 TWh (9,6%). Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku poziom strat wynosił 1.028,1 TWh (7,6%), podczas gdy w analogicznym okresie roku 2008, 2007, 2006 i 2005 poziom strat kształtował się następująco: 1.230,2 TWh (9,5%), 1.257,9 TWh (9,2%), 1.153,5 TWh (8,5%) oraz 1.155,3 TWh (8,2%).

Obrót energią elektryczną

W ramach naszej Grupy hurtowym obrotem energią elektryczną oraz sprzedażą energii elektrycznej odbiorcom końcowym, zajmuje się ENEA. W 2008 roku całkowita sprzedaż w ramach obrotu energią wyniosła około 20,0 TWh, w tym sprzedaż odbiorcom końcowym około 17,5 TWh, zaś w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku całkowita sprzedaż w ramach obrotu energią wyniosła około 15,0 TWh, w tym sprzedaż odbiorcom końcowym około 12,4 TWh.

Taryfy

Przychody w zakresie obrotu energią elektryczną są w dużej mierze uzależnione od obowiązujących taryf dla energii elektrycznej. Do dnia 31 grudnia 2007 roku działalność ENEA w zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym była objęta obowiązkiem przedstawiania taryf do zatwierdzania Prezesowi URE. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego, w wyniku decyzji Prezesa URE z dnia 14 maja 2008 roku, jesteśmy zwolnieni z obowiązku przedkładania do zatwierdzania Prezesowi URE taryf dla energii elektrycznej z wyłączeniem taryfy dla odbiorców z grup taryfowych G (gospodarstw domowych) przyłączonych do sieci ENEA Operator. W dniu 26 sierpnia 2009 roku ENEA wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf ustalanych w odniesieniu do odbiorców z grup taryfowych G przyłączonych do sieci ENEA Operator w zakresie obrotu energią elektryczną. Decyzją z dnia 28 września 2009 roku Prezes URE odmówił ENEA zwolnienia z tego obowiązku. W dniu 19 października 2009 r. ENEA złożyła do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów odwołanie od decyzji Prezesa URE z dnia 28 września 2009 roku wskazując, iż została ona wydana na skutek niewłaściwego ustalenia stanu faktycznego i przyjęcia, że w zakresie obrotu energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców z grup taryfowych G przyłączonych do sieci ENEA Operator Spółka nie działa w warunkach konkurencji.

W dniu 12 stycznia 2010 roku Prezes URE zatwierdził „Taryfę dla energii elektrycznej" ENEA dla odbiorców zużywających energię na potrzebę gospodarstw domowych, która zaczęła obowiązywać od 27 stycznia 2010 r.

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom instytucjonalnym od 1 stycznia 2009 roku obowiązuje „Taryfa dla energii elektrycznej" wprowadzona uchwałą Zarządu ENEA z dnia 25 listopada 2008 roku i zmieniona w zakresie cen energii elektrycznej od 1 czerwca 2009 roku uchwałą Zarządu ENEA z dnia 27 kwietnia 2009 roku.

Sprzedaż odbiorcom końcowym

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

zespół grup taryfowych A	- energia sprzedawana i dostarczana klientom przyłączonym do sieci wysokiego napięcia

zespół grup taryfowych B	- energia sprzedawana i dostarczana klientom przyłączonym do sieci średniego napięcia
zespół grup taryfowych C	- energia sprzedawana i dostarczana klientom 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

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

Z reguły ENEA zawiera umowy kompleksowe na czas nieokreślony, natomiast umowy sprzedaży energii (bez usługi dystrybucji energii), w tym umowy z odbiorcami przyłączonymi do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator, są najczęściej zawierane na czas określony wynoszący najczęściej 12 miesięcy, przy czym o ile strony uzgodnią ceny na kolejne lata, okres obowiązywania może być przedłużony. Okresy wypowiedzenia są najczęściej ustalane na jeden miesiąc (około 2,2 mln umów), rzadziej na dwa, trzy lub sześć miesięcy (około 0,1 mln umów).

Liczba klientów ENEA, w podziale na zespoły grup taryfowych, w podanych okresach przedstawiała się następująco:

Zespół grup taryfowych	2004	2005	2006	2007	2008	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku
A	19	20	23	22	25	26
B	5.405	5.475	5.673	5.807	5.943	6.008
C + R	249.528	252.859	259.657	269.353	272.262	271.112
G	1.985.790	1.999.335	2.012.653	2.028.493	2.048.718	2.065.446
Razem	**2.240.742**	**2.257.689**	**2.278.006**	**2.303.675**	**2.326.948**	**2.342.592**

Źródło: Spółka

Informacje w zakresie zafakturowanej sprzedaży energii elektrycznej przez ENEA odbiorcom końcowym za 2008 rok przedstawia poniższa tabela:

Zespół grup taryfowych	Liczba odbiorców na 31 grudnia 2008 r.	Struktura odbiorców	Sprzedaż energii	Struktura sprzedaży energii	Przychody ze sprzedaży	Struktura przychodów ze sprzedaży
2008		*(w %)*	*(w MWh)*	*(w %)*	*(w tys. PLN)*	*(w %)*
A	25	0,0011	2.262.938	13,0	395.393,8	12,1
B	5.943	0,3	7.188.360	41,2	1.354.585,7	41,4
C + R	272.262	11,70	3.706.146	21,2	725.694,4	22,2
G	2.048.718	88,0	4.295.741	24,6	796.436,1	24,3
Razem	**2.326.948**	**100,00**	**17.453.185**	**100,00**	**3.272.110,0**	**100,00**

Źródło: Spółka

Informacje w zakresie zafakturowanej sprzedaży energii elektrycznej przez ENEA odbiorcom końcowym w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku przedstawia poniższa tabela:

Zespół grup taryfowych	Liczba odbiorców na 30 września 2009 r.	Struktura odbiorców	Sprzedaż energii	Struktura sprzedaży energii	Przychody ze sprzedaży	Struktura przychodów ze sprzedaży
Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.		*(w %)*	*(w MWh)*	*(w %)*	*(w tys. PLN)*	*(w %)*
A	26	0,0011	1.454.404	11,7	345.346,6	10,6
B	6.008	0,3	4.984.030	40,1	1.336.668,6	41,2
C + R	271.112	11,6	2.726.127	21,9	818.475,6	25,2
G	2.065.446	88,1	3.276.527	26,3	745.963,7	23,0
Razem	**2.342.592**	**100,0**	**12.441.088**	**100,0**	**3.246.454,5**	**100,0**

Źródło: Spółka

Zmiany średnich cen taryfowych w zespołach grup taryfowych w podanych okresach przedstawia poniższa tabela[(1)]:

Zespół grup taryfowych	2005	2006	2007	2008	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku
A, B oraz C	0,7	2,2	11,4	33,1	46,0
G	0,9	(0,4)	6,8	14,2	24,7

Źródło: Spółka

(1) Dane bazują na sprzedaży za 2008 rok; dynamika liczona w stosunku do roku poprzedniego.

W 2008 roku wartość przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców nie przekroczyła 4,74% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców nie przekroczył 15,28% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku wartość przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców nie przekroczyła 4,29% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców nie przekroczył 15,52% łącznej wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji.

W latach 2006-2008 i w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku ENEA sprzedawała energię elektryczną odbiorcom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator, w następujących ilościach: w roku 2006 – około 870 GWh (na rzecz 3 klientów), w roku 2007 – około 790 GWh (na rzecz 3 klientów), w roku 2008 – około 950 GWh (na rzecz 7 klientów), a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku – około 690 GWh (na rzecz 18 klientów).

Sprzedaż pozostałym odbiorcom

Uczestnicząc w krajowym obrocie energią elektryczną realizujemy również sprzedaż na rynku hurtowym w ramach Towarowej Giełdy Energii lub innym przedsiębiorstwom obrotu, które równoważą w ten sposób własne pozycje kontraktowe. Wolumen sprzedaży wynika głównie z naszych działań zmierzających do zrównoważenia zapotrzebowania na energię elektryczną z zawartymi wcześniej kontraktami w każdej godzinie, co prowadzi do optymalizacji ekspozycji na rynku bilansującym.

Zakup energii na rynku hurtowym

Na potrzeby uczestniczenia w krajowym obrocie energią elektryczną ENEA dokonuje zakupu energii elektrycznej na podstawie umów dwustronnych (z wytwórcami, przedsiębiorstwami obrotu i na platformach obrotu), zakupów na Towarowej Giełdzie Energii oraz na rynku bilansującym oraz z prowadzenia transakcji arbitrażowych pomiędzy poszczególnymi segmentami rynku.

Strukturę zakupów energii elektrycznej w 2008 roku przedstawia tabela:

	(GWh)	*(w tys. PLN)*	*Udział w kosztach zakupu (%)*
Umowy dwustronne	19.524,2	2.919.540	96,66
TGE	96,6	19.141	0,63
Rynek bilansujący	358,0	81.939	2,71
Razem	**19.978,8**	**3.020.619**	**100,00**

Strukturę zakupów energii elektrycznej za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku przedstawia tabela:

	(GWh)	*(w tys. PLN)*	*Udział w kosztach zakupu (%)*
Umowy dwustronne	14.838,7	3.014.636	98,98
TGE	103,6	17.661	0,58
Rynek bilansujący	75,7	13.534	0,44
Razem	**15.018,0**	**3.045.831**	**100,00**

Świadectwa pochodzenia

Ponieważ sprzedajemy energię elektryczną odbiorcom końcowym mamy obowiązek uzyskania oraz przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych oraz energii wytworzonej w kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej (zob. Rozdział „*Otoczenie regulacyjne*", punkty *„Energia ze źródeł odnawialnych"* oraz *„Energia wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła"*). W dacie Dokumentu Ofertowego energię odbiorcom końcowym sprzedaje ENEA oraz

w niewielkich ilościach Elektrownia Kozienice. Wielkość obowiązku Spółki (bez Elektrowni Kozienice) w zakresie uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych lub uiszczenia opłaty zastępczej w 2008 roku wyniosła 1.164.252,6 MWh i taka ilość świadectw została umorzona przez ENEA.

Wielkość obowiązku Spółki (bez Elektrowni Kozienice) w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia energii z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej wyniosła w 2008 roku: (i) dla tzw. czerwonych certyfikatów – 3.160.073,8 MWh, z czego umorzyliśmy świadectwa pochodzenia tej energii potwierdzające wytworzenie 2.479.194,5 MWh, (ii) dla tzw. żółtych certyfikatów – 449.063,1 MWh, z czego umorzyliśmy świadectwa pochodzenia tej energii potwierdzające wytworzenie 222.681,2 MWh. W pozostałej części obowiązek został zrealizowany poprzez uiszczenie opłaty zastępczej. Z uwagi na roczny okres rozliczania ww. obowiązków Spółka nie przedstawia danych za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku.

Koncesje

Nasza podstawowa działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną jest koncesjonowana przez Prezesa URE.

Elektrownia Kozienice posiada koncesję: (i) na wytwarzanie energii elektrycznej – ważną do dnia 31 grudnia 2025 roku, oraz (ii) na obrót energią elektryczną – ważną do dnia 1 stycznia 2013 roku. Ponadto, Elektrownia Kozienice posiada koncesję: (i) na wytwarzanie ciepła – ważną do dnia 31 grudnia 2025 roku, oraz (ii) na przesyłanie i dystrybucję ciepła – ważną do dnia 31 grudnia 2025 roku W 2009 roku opłaty uiszczone przez Elektrownię Kozienice z tytułu wszystkich posiadanych koncesji wyniosły 1,0 mln PLN.

ENEA Operator posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej ważną do dnia 1 lipca 2017 roku. Z uwagi na fakt, iż koncesja jest ważna dopiero od dnia 1 lipca 2007 roku, w 2007 roku ENEA Operator nie była zobligowana do uiszczenia opłaty z tytułu posiadanej koncesji. Natomiast w roku 2008 była zobowiązana do uiszczenia opłaty z tytułu posiadanej koncesji na dystrybucję energii elektrycznej w wysokości 0,66 mln PLN, która wynikała z wysokości uzyskanych przychodów z działalności koncesjonowanej w okresie II półrocza 2007 roku. W 2009 roku opłata uiszczona przez ENEA Operator z tytułu z tytułu posiadanej koncesji na dystrybucję energii elektrycznej wyniosła 1 mln PLN.

ENEA posiada dwie koncesje: (i) na obrót energią elektryczną – ważną do dnia 31 grudnia 2025 roku, oraz (ii) na wytwarzanie energii elektrycznej – ważną do dnia 15 sierpnia 2017 roku. W 2009 roku opłaty poniesione przez ENEA z tytułu posiadanych koncesji wyniosły 1 mln PLN.

Elektrownie Wodne posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej – ważną do dnia 31 marca 2011 roku, zmienioną decyzją Prezesa URE z dnia 16 września 2008 roku. W 2009 roku ta opłata z tytułu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej uiszczona przez Elektrownie Wodne wyniosła 26.269 PLN. Dnia 30 września 2009 roku Elektrownie Wodne wystąpiły do Prezesa URE o przedłużenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do 31 marca 2031 roku.

Oprócz wyżej wymienionych koncesji, nasze spółki zależne posiadają koncesje na prowadzenie działalności regulowanej zgodnie z Prawem Energetycznym.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej - bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESD)

ENEA Operator wypełnia obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej od dnia 1 lipca 2007 roku. ENEA Operator posiada zatwierdzoną przez Prezesa URE IRiESD – bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, która została zmieniona Kartami aktualizacji nr B/1/2008, B/2/2009 i B/3/2009.

Pozostała działalność

Spółki z naszej Grupy prowadzą również działalność dodatkową wobec podstawowej działalności. W latach 2006-2007 spółki prowadzące taką działalność dodatkową zostały częściowo skonsolidowane według określonych obszarów działalności, a częściowo zostały poddane procesowi likwidacji. Obecnie, w ramach skonsolidowanych obszarów działalności dodatkowej, spółki z naszej Grupy prowadzą, między innymi działalność w zakresie: (i) budowy, rozbudowy, modernizacji i remontów sieci i urządzeń energetycznych, (ii) projektowania, konstruowania, produkcji i sprzedaży urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej, (iii) usług związanych z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia, (iv) usług transportowych (w tym sprzedażą oraz serwisem i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu), oraz (v) działalności socjalnej (obiekty turystyczne, usługi gastronomiczne i rekreacyjne, ochrona zdrowia).

Najistotniejsze wśród spółek zależnych prowadzących działalność dodatkową, są następujące spółki:

- **BHU** - prowadząca działalność w zakresie handlu urządzeniami, sprzętem i materiałami elektroenergetycznymi, jak również w zakresie projektowania budowlanego,
- **ENEOS** - prowadząca działalność w zakresie eksploatacji, konserwacji i modernizacji oświetlenia ulicznego m.in. w aglomeracjach szczecińskiej i poznańskiej,
- **ENERGOBUD Leszno** - prowadząca działalność w zakresie projektowania, budowy, modernizacji, remontów, eksploatacji sieci oraz związanych z nimi urządzeń,
- **Miejska Energetyka Cieplna Piła** - prowadząca koncesjonowaną działalność w zakresie produkcji, przesyłu i dystrybucji energii cieplnej,
- **ITSERWIS** - prowadząca działalność w zakresie sprzedaży hurtowej i detalicznej sprzętu elektronicznego i telekomunikacyjnego, komputerów, i oprogramowania, działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej i bezprzewodowej oraz działalność usługową w zakresie technologii informatycznych i komputerowych,
- **Energomiar** - prowadząca działalność w zakresie produkcji zegarów astronomicznych, konserwacji, montażu, legalizacji i wzorcowania liczników energii elektrycznej, odczytów poboru energii elektrycznej oraz usług radiowego sterowania mocą.

Ubezpieczenia

Zakres ochrony ubezpieczeniowej spółek naszej Grupy jest zgodny z praktyką stosowaną przez inne podmioty działające w sektorze elektroenergetycznym w Polsce. Zawierając umowy ubezpieczenia korzystamy z usług wyspecjalizowanych brokerów ubezpieczeniowych działających w sektorze elektroenergetycznym. Współpracujemy z największymi ubezpieczycielami działającymi na rynku polskim, między innymi, z Powszechnym Zakładem Ubezpieczeń S.A., Towarzystwem Ubezpieczeń i Reasekuracji Warta S.A., Sopockim Towarzystwem Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A. oraz Towarzystwem Ubezpieczeń Allianz Polska S.A. Najistotniejsze ubezpieczenia naszej Grupy to ubezpieczenia zawierane, co do zasady, w koasekuracji dwóch lub więcej ubezpieczycieli.

Aktualne ubezpieczenia zawarte na rzecz spółek naszej Grupy obejmują w szczególności:

- ubezpieczenie mienia od ognia i innych zdarzeń losowych, w tym ubezpieczenie linii elektroenergetycznych od ryzyka szadzi i huraganu,
- ubezpieczenie maszyn elektrycznych od szkód elektrycznych,
- ubezpieczenie mienia od kradzieży z włamaniem i rabunku oraz wandalizmu,
- ubezpieczenie maszyn i urządzeń znajdujących się w Elektrowni Kozienice od uszkodzeń,
- ubezpieczenie zysku utraconego przez Elektrownię Kozienice wskutek przerw w działalności wywołanych przez ogień i inne zdarzenia losowe, jak również wskutek uszkodzeń maszyn i urządzeń,
- ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej, w szczególności z tytułu posiadanego mienia i prowadzonej działalności, z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania umowy, odpowiedzialności cywilnej pracodawcy, odpowiedzialności cywilnej związanej z wprowadzaniem produktów do obrotu,
- ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej członków Zarządu, Rady Nadzorczej i prokurentów ENEA i podmiotów zależnych Spółki.

Dodatkowo spółki naszej Grupy, w szczególności ENEA, ENEA Operator i Elektrownia Kozienice, posiadają ubezpieczenia parku samochodowego.

Patenty i licencje

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego nie jesteśmy uzależnieni od licencji i patentów, jak również nowych procesów technologicznych w stopniu, który by można uznać za znaczący dla naszej działalności lub rentowności.

ENEA jest właścicielem praw do 31 znaków handlowych i 2 projektów.

Systemy IT

Ze względu na wymogi biznesowe, w spółkach naszej Grupy, wyróżnia się następujące klasy systemów: (i) systemy krytyczne; (ii) systemy ważne oraz (iii) systemy pomocnicze. Do systemów krytycznych należą: (i) systemy ERP; (ii) systemy nadzoru i zarządzania siecią energetyczną; (iii) systemy informacji o sieci energetycznej, (iv) systemy rozliczania odbiorców energii elektrycznej, (v) systemy obsługi rynku energii; oraz (vi) systemy sterowania i regulacji procesów technologicznych wytwarzania energii elektrycznej. Do systemów ważnych zaliczają się, między innymi, pomocnicze systemy księgowe, systemy zarządzania informacją biznesową i sprawozdawczą oraz obiegu dokumentów. Jako krytyczne klasyfikuje się systemy przetwarzające dane, których nawet chwilowa niedostępność może spowodować poważne zakłócenie funkcjonowania przedsiębiorstwa. Natomiast jako ważne klasyfikuje się systemy przetwarzające dane, których utrata bądź trwałe uszkodzenie mogą zakłócić proces funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz, dla których można określić krytyczną granicę czasu niedostępności, powyżej której procesy funkcjonowania przedsiębiorstwa ulegną poważnemu zakłóceniu. Z kolei jako pomocnicze klasyfikuje się systemy przetwarzające dane, których dostępność oraz integralność nie mają istotnego znaczenia dla działania spółek naszej Grupy.

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego nie jesteśmy uzależnieni od licencji, patentów lub umów handlowych w obszarze teleinformatyki w stopniu, który można uznać za znaczący dla naszej działalności lub rentowności. Dla każdego rodzaju oprogramowania wykorzystywanego w naszej działalności można uzyskać na warunkach rynkowych oprogramowanie alternatywne o podobnej funkcjonalności.

Pracownicy

Poniżej zamieszczono dane na temat średniego zatrudnienia za okresy objęte historycznymi sprawozdaniami finansowymi.

Struktura zatrudnienia w Grupie

Poniżej zostało przedstawione średnie zatrudnienie w Grupie w roku 2006, 2007 oraz 2008 oraz w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku (w zaokrągleniu do pełnych liczb).

	Struktura zatrudnienia w Grupie (w etatach)			
Rodzaj pracy	**2006**	**2007**	**2008**	**Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009r.**
Stanowiska robotnicze	3.893	4.219	5.552	5.554
Stanowiska nierobotnicze	3.879	4.024	4.582	4.820
Ogółem	**7.772**	**8.243**	**10.133**	**10.374**

Poniżej zostało przedstawione średnie zatrudnienie w Spółce w roku 2006, 2007 oraz 2008 oraz w okresie dziewięciu miesięcy 2009 roku (w zaokrągleniu do pełnych liczb) w podziale na segmenty branżowe:

	Struktura zatrudnienia w Grupie w podziale na segmenty branżowe (w etatach)			
Rodzaj branży	**2006**	**2007**	**2008**	**Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009r.**
Obrót	42	49	98	110
Dystrybucja	5.639	5.719	5.845	5.801
Wytwarzanie	-	742	2.509	2.549
Pozostała działalność	2.091	1.733	1.681	1.914
Ogółem	**7.772**	**8.243**	**10.133**	**10.374**

Polityka kadrowa

Zatrudnienie w spółkach naszej Grupy jest stabilne. Zmiany w strukturze zatrudnienia związane są przede wszystkim z odejściami pracowników na skutek nabycia przez nich uprawnień emerytalnych i związaną z tym koniecznością odtworzenia zatrudnienia. Polityka kadrowa Elektrowni Kozienice związana jest ściśle z realizacją zadań statutowych Elektrowni i służy zabezpieczeniu przebiegu procesów technologiczno-produkcyjnych. W Elektrowni obowiązuje plan zatrudnienia sporządzony dla poszczególnych komórek organizacyjnych. Ponadto na każdy rok kalendarzowy opracowuje się plan zatrudnienia dla Elektrowni jako całości.

W lutym 2008 roku ENEA rozpoczęła wdrażanie strategii zarządzania zasobami ludzkimi w ramach Grupy na lata 2008-2012, która pozwoli na wypracowanie jednolitych procedur i zasad w zakresie polityki personalnej.

Obowiązujące regulacje prawne

Poza Kodeksem Pracy oraz innymi powszechnie obowiązującymi przepisami prawa pracy w ramach naszej Grupy obowiązują:

- Ponadzakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego zawarty dnia 13 maja 1993 roku i wpisany do rejestru Ponadzakładowych Układów Zbiorowych dnia 26 września 1995 roku („PUZP"); PUZP określa, między innymi, minimalne warunki, jakim odpowiadać ma treść stosunku pracy pomiędzy pracownikami zatrudnionymi u pracodawców zawierających PUZP,
- Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawarty dnia 16 grudnia 1996 roku dla pracowników ENEA oraz spółek zależnych ENEA, z wyłączeniem Elektrowni Kozienice (tekst jednolity z 23 kwietnia 2007 roku) i wpisany do rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych dnia 22 kwietnia 1997 roku („**ZUZP**"); ZUZP stosuje się w sytuacjach, których nie reguluje PUZP, a także jeżeli jego postanowienia są bardziej korzystne od postanowień PUZP; ZUZP obejmuje systemy wynagradzania w ENEA, a także inne świadczenia i uprawnienia związane z pracą; ZUZP nie obejmuje zasad wynagradzania członków zarządów, głównych księgowych i członków rady nadzorczej w spółkach Grupy, za wyjątkiem tych, którzy są pracownikami, oraz
- Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Elektrowni „Kozienice" S.A. zawarty dnia 6 sierpnia 2007 roku i wpisany do rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych dnia 11 grudnia 2007 roku; układem tym objęci są wszyscy pracownicy Elektrowni, a w części dotyczącej działalności socjalno-bytowej również emeryci i renciści, którzy są byłymi pracownikami Elektrowni.

Gwarancje zatrudnienia

Zgodnie z trójstronnym porozumieniem zawartym dnia 18 grudnia 2002 roku pracownicy ENEA, ENEA Operator, jak również pracownicy spółek zależnych ENEA (wymienionych w porozumieniu) są objęci gwarancją zachowania warunków pracy i płacy, a także gwarancją trwałości stosunku pracy, bez względu na restrukturyzację. Dnia 29 czerwca 2007 roku zostało również podpisane porozumienie dotyczące przejścia części pracowników do ENEA Operator, w którym przedłużono gwarancje zatrudnienia o okres 4 lat. Gwarancjami są objęci pracownicy zatrudnieni w ENEA i w ENEA Operator przed 29 czerwca 2007 roku. W razie rozwiązania stosunku pracy pracownikowi przysługuje odprawa w wysokości iloczynu indywidualnego miesięcznego wynagrodzenia pracownika i okresu pozostałego do wygaśnięcia okresu zagwarantowanego przez porozumienie – 80% płatne jednorazowo lub 100% jeżeli płatne miesięcznie, przy czym wysokość odprawy w żadnym razie nie może być niższa niż dwudziestokrotność średniego miesięcznego wynagrodzenia. Gwarancje powyższe obowiązują do dnia 31 grudnia 2018 roku oraz przedłużają się w stosunku do pracowników, którym w chwili wygaśnięcia gwarancji brakować będzie nie więcej niż 4 lata do spełnienia przesłanek uprawniających ich do nabycia prawa do emerytury.

Ponadto w dniu 10 sierpnia 2007 roku została zawarta umowa społeczna pomiędzy Elektrownią a organizacjami związkowymi działającymi w Elektrowni obejmująca swoimi postanowieniami wszystkie osoby, które w dniu jej wejścia w życie były zatrudnione przez Elektrownię. Pracownicy Elektrowni są objęci gwarancją zachowania warunków pracy i płacy, a także gwarancją trwałości stosunku pracy, bez względu na restrukturyzację. W przypadku naruszenia przez Elektrownię gwarancji zatrudnienia, pracownikowi, wobec którego naruszono gwarancję zatrudnienia, niezależnie od innych świadczeń przysługujących na mocy przepisów prawa, przysługuje jednorazowe odszkodowanie w wysokości równej iloczynowi liczby miesięcy pozostających do końca okresu gwarancji zatrudnienia, liczonych od dnia rozwiązania umowy o pracę lub od dnia upływu okresu wypowiedzenia zmieniającego lub naruszającego gwarancję zatrudnienia, oraz przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w Elektrowni, nie mniej jednak niż równowartość iloczynu 48 miesięcy i przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w Elektrowni. Gwarancje powyższe obowiązują przez okres 11 lat licząc od dnia 30 stycznia 2008 roku. Osoby uprawnione mogą dochodzić roszczeń powstałych w czasie obowiązywania umowy, nie dłużej niż przez okres trzech lat po jej wygaśnięciu.

System wynagradzania

W Grupie, z wyłączeniem Elektrowni Kozienice, wynagrodzenie zasadnicze określone jest stawką miesięczną i stanowi obligatoryjny, stały składnik wynagrodzenia za pracę. Przewidzianych jest 13 kategorii zaszeregowania pracowników, na podstawie, których ustala się wynagrodzenie zasadnicze. Szczegółowe zasady obliczania wynagrodzenia zasadniczego zawiera ZUZP.

W Elektrowni Kozienice obowiązuje zbliżony system wynagradzania pracowników, tj. czasowo-premiowy, w

którym wynagrodzenie zasadnicze określone jest stawką miesięczną i stanowi obligatoryjny, stały składnik wynagrodzenia za pracę. Szczegółowe zasady wynagradzania reguluje Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Elektrowni „Kozienice" S.A. Wysokość wynagrodzenia zasadniczego uzależniona jest od kategorii zaszeregowania pracownika, charakteru lub specyfiki wykonywanej pracy oraz zajmowanego stanowiska. Powierzenie pracownikom stanowisk pracy i przyznanie kategorii zaszeregowania następuje w oparciu o taryfikator stanowisk pracy dla Elektrowni Kozienice, stanowiący załącznik do Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Elektrowni „Kozienice" S.A.

Dodatkowe świadczenia pracownicze w Grupie, z wyłączeniem Elektrowni Kozienice

W Grupie występują następujące rodzaje świadczeń pracowniczych:

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych Grupa zalicza między innymi:

- wyższe niż wynikające z powszechnie obowiązujących przepisów prawa dodatkowe wynagrodzenie: (i) za pracę w godzinach nadliczbowych; (ii) za pracę w porze nocnej; (iii) za pracę w soboty, niedziele i dni świąteczne; (iv) za pełnienie pogotowia technicznego; (v) za czas choroby;
- dodatek z tytułu wykonywania pracy w warunkach szkodliwych dla zdrowia, szczególnie uciążliwych lub niebezpiecznych;
- miesięczny dodatek za staż pracy, przysługujący za okres zatrudnienia w energetyce, czyli w jednostkach wymienionych w Ponadzakładowym Układzie Zbiorowym Pracy. Podstawę wymiaru dodatku za staż pracy stanowi stawka osobistego wynagrodzenia zasadniczego,
- nagrody za wykrycie i likwidację nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz pobierania energii niezgodnie z umową. Na nagrody dla pracowników, którzy przyczynili się do wykrycia lub zlikwidowania niedotrzymywania warunków zawartej umowy, przeznacza się 20% kwoty rachunku wyrównawczego. Natomiast za wykrycie lub zlikwidowanie pobierania energii bez zawarcia umowy, przeznacza się 35% obliczonej lub zryczałtowanej opłaty za nielegalne pobieranie energii. Wypłata nagród następuje po wpłaceniu całej należności przez odbiorcę,
- nagrodę z okazji Dnia Energetyka w wysokości nie mniejszej niż 25% średniego wynagrodzenia zasadniczego odpowiednio w ENEA,
- premię roczną o charakterze obligatoryjnym wypłacaną z funduszu premii rocznej, który wynosi 8,5% funduszu wynagrodzeń z poprzedniego roku, oraz
- preferencyjne zasady korzystania z energii elektrycznej przez pracowników Grupy regulowane przez załącznik do ZUZP. Zgodnie z zawartymi tam zasadami, pracownikom przysługuje prawo do ulgowej odpłatności za wykorzystanie energii elektrycznej dla potrzeb gospodarstwa domowego w ilości nieprzekraczającej 3.000 kWh w roku oraz średnio 250 kWh miesięcznie, w nie więcej niż dwóch układach pomiarowych, wskazanych przez pracownika. Odpłatność wynosi 20% wartości cen i stawek opłat za energię elektryczną i składnika zmiennego opłaty przesyłowej grupy taryfowej ogólnie obowiązującej dla gospodarstw domowych. Odpłatności nie podlega opłata stała sieciowa i abonamentowa.

Programy określonych świadczeń

Do programów określonych świadczeń Grupa zalicza:

- odprawy w związku z przejściem na emeryturę lub rentę z tytułu niezdolności do pracy w formie gratyfikacji pieniężnych. Jej wysokość zależy od stażu pracy oraz od wysokości otrzymywanego wynagrodzenia,
- nagrody jubileuszowe. Ich wysokość zależy od stażu pracy w energetyce oraz u poprzednich pracodawców, a także od wysokości otrzymywanego wynagrodzenia,
- prawo do ulgowej odpłatności za energię elektryczną wykorzystywaną dla potrzeb gospodarstwa domowego w ilości 3.000 kWh rocznie. Przysługuje ono pracownikom przechodzącym na emeryturę, którzy przepracowali w Grupie co najmniej rok. Prawo to, w przypadku zgonu pracownika przechodzi na małżonka, jeżeli pobiera on rentę rodzinną. Zgodnie z Protokołem Dodatkowym nr 14 do

Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego z dniem 1 stycznia 2006 roku emeryci i renciści nabyli prawo do ekwiwalentu pieniężnego w wysokości 3.000 kWh x 80% ceny energii elektrycznej i składnika zmiennego ceny przesyłowej oraz 100% wartości opłaty stałej sieciowej i opłaty abonamentowej według taryfy jednostrefowej ogólnie obowiązującej dla gospodarstw domowych,

- odpisy na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych dla pracowników i emerytów.

Program określonych składek

Zgodnie z załącznikiem nr 18 do ZUZP Grupa prowadzi Pracowniczy Program Emerytalny w formie grupowego ubezpieczenia na życie z ubezpieczeniowym funduszem kapitałowym na zasadach określonych w ustawie i wynegocjowanych ze stroną związkową. Z Pracowniczego Programu Emerytalnego mogą korzystać pracownicy spółek Grupy, które przystąpiły do umowy międzyzakładowej, po roku pracy niezależnie od rodzaju umowy o pracę. Pracownicy przystępują do Pracowniczego Programu Emerytalnego na następujących warunkach:

- ubezpieczenie zawiera się w formie ubezpieczenia grupowego na życie z ochroną ubezpieczeniową,
- poziom składki podstawowej ustala się w wysokości 7% wynagrodzenia uczestnika,
- 90% składki podstawowej przeznacza się na składkę inwestycyjną, a 10% na ochronę ubezpieczeniową.

Dodatkowe świadczenia pracownicze w Elektrowni Kozienice

W Elektrowni Kozienice występują następujące rodzaje świadczeń pracowniczych:

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze

Odpowiednio do rodzaju, charakteru lub specyfiki wykonywanej pracy oraz zajmowanego stanowiska pracownikom Elektrowni Kozienice przysługują oprócz wynagrodzenia zasadniczego, m.in. następujące najistotniejsze świadczenia związane z pracą wypłacane w ramach środków na wynagrodzenia:

- dodatki i dodatkowe wynagrodzenia za prace, w tym: w godzinach nadliczbowych, w porze nocnej, w warunkach szkodliwych dla zdrowia, szczególnie uciążliwych lub niebezpiecznych, w soboty, niedziele i ustalone dni świąteczne przysługujące pracownikom jednozmianowym, w soboty i niedziele przysługujące pracownikom zatrudnionym w systemie trzyzmianowym, w czterobrygadowej lub podobnej organizacji czasu pracy (dodatek ryczałtowy), za pełnienie pogotowia technicznego (domowego), w systemie przerywanego czasu pracy dodatkowe wynagrodzenie za czas przerwy w pracy, za czas dyżuru pełnionego przez kierowców, kierowcy samochodu służbowego, oraz dodatkowe dni urlopu dla pracowników z długą wysługą lat,
- dodatek funkcyjny,
- premie i nagrody,
- dodatek za staż pracy,
- wynagrodzenie za czas przestoju niezawinionego przez pracownika,
- należności na pokrycie kosztów związanych z podróżą służbową,
- wynagrodzenia za czas niezdolności do pracy pracownika wskutek choroby,
- odprawa pośmiertna dla członków rodziny zmarłego pracownika,
- premia z okazji Dnia Energetyka w wysokości 20% średniego miesięcznego wynagrodzenia w przedsiębiorstwie w roku poprzednim,
- premia roczna – zgodnie z obowiązującym Regulaminem Premii Rocznej - wypłacana z funduszu premii rocznej, który wynosi 8,5% osobistego funduszu wynagrodzeń, obciążającego koszty roku, w którym premia jest wypłacana.

Programy określonych świadczeń

Do programów określonych świadczeń w Elektrowni Kozienice zalicza się:

- wypłaty jednorazowych odpraw pieniężnych w związku z przejściem na emeryturę lub rentę z tytułu niezdolności do pracy. Podstawę wymiaru odprawy stanowi suma: (i) 50% przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia (bez wypłat nagród z zysku) w Elektrowni, w roku poprzedzającym przejście na emeryturę lub rentę, oraz (ii) 50% wynagrodzenia pracownika, obliczonego jak ekwiwalent pieniężny za urlop wypoczynkowy. Maksymalna wysokość odprawy emerytalnej lub rentowej wynosi 700% podstawy wymiaru. Wysokość jednorazowej odprawy nie może być niższa od jednomiesięcznego wynagrodzenia pracownika na dzień rozwiązania stosunku pracy obliczonego jak ekwiwalent za urlop wypoczynkowy. Przy ustalaniu okresów zatrudnienia uprawnionych do otrzymania odprawy emerytalnej lub rentowej przyjmuje się okresy pracy udokumentowane świadectwami pracy niezależnie od formy rozwiązania stosunku pracy,
- nagrody jubileuszowe, których wysokość zależy od długości stażu pracy pracownika uzyskanego w trakcie zatrudnienia w Elektrowni i zatrudnienia w poprzednich zakładach pracy. Okresy zatrudnienia uprawniające do nagrody jubileuszowej sumuje się oddzielnie: (i) w Elektrowni oraz w innych przedsiębiorstwach energetycznych, oraz (ii) w pozostałych zakładach pracy. Maksymalna wysokość nagrody jubileuszowej może wynieść 550% podstawy wymiaru. Podstawę wymiaru nagrody jubileuszowej stanowi: (i) za okres pracy w Elektrowni oraz w innych przedsiębiorstwach energetycznych – wynagrodzenie obliczone według zasad obowiązujących przy ustalaniu ekwiwalentu pieniężnego za urlop wypoczynkowy, (ii) za okres pracy w innych przedsiębiorstwach – 20% podstawy ustalonej zgodnie z zasadami określonymi w punkcie (i) powyżej,
- prawo do ulgowej odpłatności za energię elektryczną wykorzystywaną dla potrzeb gospodarstwa domowego w ilości nieprzekraczającej 3000 kWh i średnio 250 kWh miesięcznie. Ekwiwalent energetyczny, zgodnie z Protokołem Dodatkowym nr 16 do PUZP, emeryci i renciści oraz osoby pobierające zasiłki i świadczenia przedemerytalne nabyli z dniem 1 stycznia 2006 roku prawo do ekwiwalentu pieniężnego w wysokości 3.000 kWh x 80% ceny energii elektrycznej i składnika zmiennego opłaty przesyłowej oraz 100% wartości opłaty stałej sieciowej i opłaty abonamentowej według taryfy jednostkowej ogólnie obowiązującej dla gospodarstw domowych,
- odpisy na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych na osoby uprawnione do korzystania z funduszu zgodnie z obowiązującym Regulaminem ZFŚS.

Program określonych składek

Wszystkie jednostki Elektrowni Kozienice zatrudniające pracowników zobowiązane są, na mocy obowiązujących przepisów, do pobierania i odprowadzania składek na świadczenia emerytalne pracowników. Świadczenia te stanowią program państwowy oraz mają charakter programu określonych składek.

W Elektrowni Kozienice jest prowadzony Pracowniczy Program Emerytalny. Składka wynosi 7% podstawy wymiaru składek na ubezpieczenie społeczne. Do programu mogą przystąpić osoby, które są zatrudnione w Elektrowni nie krócej niż 1 rok.

Związki zawodowe

W naszej Grupie działa osiem organizacji związkowych:

- NSZZ Solidarność Organizacja Międzyzakładowa ENEA;
- Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Grupy Kapitałowej ENEA;
- Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Ruchu Ciągłego Grupy Energetycznej ENEA S.A.;
- Międzyzakładowa Organizacja Związkowa Związku Zawodowego Inżynierów i Techników przy ENEA S.A.;
- Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Grupy Energetycznej ENEA S.A. „Kadra”;
- Samorządny Niezależny Związek Zawodowy Pracowników Elektrowni „Kozienice” S.A.;
- Niezależny Samorządny Związek Zawodowy „Solidarność” Elektrowni „Kozienice” S.A.;
- Związek Zawodowy Pracowników Zmianowych Elektrowni „Kozienice” S.A.

Organizacje związkowe działające w naszej Grupie łącznie zrzeszają około 70% naszych pracowników.

Organizacjami reprezentatywnymi w rozumieniu Kodeksu Pracy są: NSZZ Solidarność Organizacja Międzyzakładowa ENEA, która skupia w Grupie 3.246 członków, w tym 2.943 pracowników, oraz Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Grupy Kapitałowej ENEA, który skupia w Grupie 2.253 członków, w tym 2.004 pracowników, jak również organizacje związkowe działające w Elektrowni, które w sumie zrzeszają 1.473 członków, co stanowi około 62% ogółu zatrudnionych pracowników Elektrowni.

Spory zbiorowe, strajki

W 2009 roku ENEA była stroną w dwóch sporach zbiorowych. Pierwszy rozpoczął się dnia 3 kwietnia 2009 roku, po zgłoszeniu żądań płacowych przez dwa związki zawodowe. Spór zakończył się oficjalnie podpisaniem porozumienia w dniu 18 grudnia 2009 roku. Drugi spór został wszczęty 7 września 2009 roku i dotyczył planowanego procesu prywatyzacji Spółki i wpływu potencjalnej zmiany akcjonariusza Spółki na sytuację jej pracowników. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego spór nie został zakończony.

Ponadto, w roku 2009 toczył się spór zbiorowy w ENEA Operator, w który weszły wszystkie organizacje związkowe działające w tej spółce. Spór ten rozpoczął się dnia 5 maja 2009 roku, po zgłoszeniu żądań wzrostu płac przez trzy związki zawodowe. Spór zakończył się 9 grudnia 2009 roku podpisaniem porozumienia w wyniku postępowania arbitrażowego. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego w ENEA Operator nie toczy się żaden spór zbiorowy.

Uprawnienie do nieodpłatnego nabycia Akcji lub wypłaty ekwiwalentu

W wyniku przeprowadzonej w 1993 roku komercjalizacji ENEA została przekształcona z przedsiębiorstwa państwowego w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. W związku z komercjalizacją oraz planowaną prywatyzacją Spółki dotychczasowym pracownikom ENEA przysługuje uprawnienie do nieodpłatnego nabycia od Skarbu Państwa do 15% Akcji. W przypadku wniesienia Akcji należących do Skarbu Państwa do innej jednoosobowej spółki Skarbu Państwa pracownicy uzyskują prawo do otrzymania ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia Akcji w postaci wynagrodzenia należnego z tytułu umorzenia Akcji wypłaconego przez Spółkę. Szczegółowe zasady nieodpłatnego nabywania akcji przez pracowników reguluje Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji. Uprawnienia powyższe przyznawane są pracownikom według dwóch kryteriów, tj. z uwagi na kryterium zatrudnienia w komercjalizowanym przedsiębiorstwie w dniu jego wykreślenia z rejestru bądź kryterium stażu pracy w komercjalizowanym przedsiębiorstwie. Warunkiem uzyskania w przyszłości prawa do nieodpłatnego nabycia akcji spółki bądź do otrzymania jego ekwiwalentu jest złożenie przez pracownika w ciągu sześciu miesięcy od dnia wpisania spółki do rejestru pisemnego oświadczenia o zamiarze nabycia akcji. Z uprawnienia tego skorzystało 8.665 pracowników Spółki oraz ENEA Operator, którym przysługiwać będzie uprawnienie do nieodpłatnego nabycia Akcji. Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji powstaje po upływie trzech miesięcy od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych i wygasa z upływem dwudziestu czterech miesięcy od dnia powstania prawa. Akcjami przeznaczonymi do nieodpłatnego nabycia przez pracowników są Akcje Serii B.

W przypadku nieodpłatnego nabycia akcji przez pracowników nie mogą one być przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych, z tym że akcje nabyte przez pracowników pełniących funkcję członków zarządu spółki nie mogą być zbyte przed upływem trzech lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych.

Poza Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji uprawnienia pracowników do nieodpłatnego nabywania akcji w ramach procesu konsolidacji reguluje Ustawa o Zasadach Nabywania Akcji od Skarbu Państwa w Procesie Konsolidacji Sektora Energetycznego. W przypadku procesu konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego pracownicy spełniający warunki wskazane w Ustawie o Zasadach Nabywania Akcji od Skarbu Państwa w Procesie Konsolidacji Sektora Energetycznego nabywają uprawnienie do ekwiwalentu bądź nieodpłatnego nabycia akcji spółki konsolidowanej lub konsolidującej. W wyniku konsolidacji Elektrowni Kozienice polegającej na wniesieniu 100% akcji Elektrowni Kozienice na kapitał zakładowy ENEA obecni i byli pracownicy Elektrowni Kozienice uzyskali uprawnienie do otrzymania ekwiwalentu lub nieodpłatnego nabycia Akcji. Z uprawnienia do otrzymania ekwiwalentu skorzystało 2.169 osób, a z uprawnienia do nieodpłatnego nabycia Akcji skorzystało 1.388 osób. Ekwiwalent prawa do nieodpłatnego nabycia Akcji stanowi wynagrodzenie należne z tytułu umorzenia Akcji. W dniu 1 sierpnia 2008 roku. Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę o umorzeniu 10.594.129 Akcji należących do Skarbu Państwa za łącznym wynagrodzeniem wynoszącym 291.127 tys. PLN. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego łączny koszt związany z zaspokojeniem roszczeń pracowników Elektrowni Kozienice o wypłatę ekwiwalentu z tytułu nieodpłatnego udostępnienia Akcji oraz nieodpłatnego udostępnienia Akcji wynosi około 515,0 mln PLN, z uwzględnieniem kwoty brutto wypłaconego ekwiwalentu w wysokości 290,8 mln PLN.

Istotne porozumienia zbiorowe w związku z uprawnieniem do nieodpłatnego nabycia Akcji lub świadczeniami dodatkowymi

Porozumienia zbiorowe Grupy z wyłączeniem Elektrowni Kozienice

W lutym 2005 oraz lipcu 2007 roku zawarliśmy istotne porozumienia z organizacjami związkowymi dotyczące stworzenia gwarancji wypłaty rekompensat dla pracowników przejmowanych przez ENEA spółek oraz pracowników spółek zależnych ENEA przejętych przez inną jej spółkę zależną, którzy całkowicie lub częściowo utracili prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki. Porozumienie z lipca 2007 roku dodatkowo przewidywało, że ustalenie ewentualnych rekompensat będzie przedmiotem odrębnego porozumienia. W związku z powyższymi istotnymi porozumieniami oraz w ramach toczących się sporów zbiorowych, w dniu 28 maja 2008 roku. Zarząd zawarł istotne porozumienie z organizacjami związkowymi działającymi w Grupie, które przewiduje wypłatę jednorazowego świadczenia pieniężnego pracownikom, którzy całkowicie lub częściowo utracili prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki oraz pracownikom spółek Grupy, którzy nie nabyli uprawnień do nabycia akcji Spółki z uwagi na fakt nie objęcia ich przepisami Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji (z wyłączeniem pracowników Elektrowni Kozienice). Na realizację powyższego świadczenia zobowiązaliśmy się przeznaczyć kwotę w wysokości 14,5 mln złotych. Powyższe świadczenie pieniężne staje się wymagalne po upływie 24 miesięcy od dnia zbycia przez Skarb Państwa co najmniej 1 akcji Spółki w trybie Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, a jego wypłata ma nastąpić w terminie 2 miesięcy od powyższej daty. Zdaniem Spółki treść porozumienia, rozstrzyga o wszystkich roszczeniach z wcześniej zawartych istotnych porozumień odnoszących się do akcji pracowniczych Spółki, wypłaty świadczeń pieniężnych z tytułu utraty części praw do akcji w wyniku restrukturyzacji Spółki oraz wypłaty świadczeń pieniężnych pracownikom nieuprawnionym do nabycia akcji Spółki. W związku z tym porozumienie to zakończyło spory zbiorowe dotyczące kwestii będących przedmiotem porozumienia, które zostały wszczęte 18 lutego i 5 maja 2008 roku Ponadto, zgodnie z treścią porozumienia, nie narusza ono w żaden sposób praw nabytych przez pracowników na podstawie innych umów i porozumień. W przypadku rozbieżności między postanowieniami porozumienia i innych umów lub porozumień, zastosowanie mają zasady korzystniejsze dla pracowników. Odmienne stanowisko zajęła jedna z organizacji związkowych, które podpisały porozumienie. W dniu 18 sierpnia 2008 roku skierowała ona do Spółki pismo, w którym wezwała Spółkę do dalszych rokowań w przedmiotowej sprawie. Zdaniem organizacji związkowej zawarte w dniu 28 maja 2008 roku porozumienie zbiorowe ma charakter warunkowy, a tym samym nie kończy sporu zbiorowego. Jak już wskazano powyżej, Spółka nie podziela tego stanowiska (zob. szerzej „*Spór zbiorowy dotyczący kwestii związanych z Akcjami Pracowniczymi może zostać wszczęty ponownie*” w Rozdziale „*Czynniki ryzyka*”).

Porozumienia zbiorowe Elektrowni Kozienice

Ponadto, dnia 9 sierpnia 2007 roku zostało zawarte porozumienie pomiędzy Elektrownią Kozienice a zakładowymi organizacjami związkowymi działającymi w Elektrowni Kozienice. Porozumienie określa szczegółowe zasady podziału pracowników uprawnionych do akcji na grupy, ustalania liczby akcji przypadających na każdą z tych grup jak również tryb nabywania akcji przez uprawnionych pracowników. Podział uprawnionych pracowników na poszczególne grupy odbywa się na podstawie łącznego okresu zatrudnienia w przedsiębiorstwie państwowym „Elektrownia Kozienice” oraz w Elektrowni Kozienice po przekształceniu jej w spółkę akcyjną. Dnia 16 maja 2008 roku zostało zawarte porozumienie między Elektrownią Kozienice a zakładowymi organizacjami związkowymi działającym w Elektrowni Kozienice, które zastępuje – z dniem jego zawarcia – porozumienie z dnia 9 sierpnia 2007 roku (zob. szerzej „*Spór zbiorowy dotyczący kwestii związanych z Akcjami Pracowniczymi może zostać wszczęty ponownie*” w Rozdziale „*Czynniki ryzyka*”).

Istotne środki trwałe

Do najistotniejszych środków trwałych naszej Grupy należą aktywa wytwórcze Elektrowni Kozienice (w tym turbozespoły i kotły, elektrofiltry, instalacje odsiarczania spalin oraz instalacja do współspalania biomasy), jak również majątek dystrybucyjny ENEA Operator, o których mowa powyżej w niniejszym Rozdziale (zob. punkt „*Wytwarzanie energii elektrycznej*” - „*Aktywa wytwórcze*”, oraz punkt „*Dystrybucja energii elektrycznej*” – „*Majątek dystrybucyjny*”). Ponadto do istotnych środków trwałych naszej Grupy należą posiadane przez nas nieruchomości. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego spółki Grupy są w posiadaniu około 7 tys. nieruchomości jako ich właściciele, użytkownicy wieczyści bądź na podstawie umów cywilnoprawnych. Ponadto, dodatkowe informacje dotyczące istniejących i planowanych znaczących rzeczowych aktywów trwałych, w tym dzierżawionych nieruchomości i ustanowionych obciążeń zostały przedstawione w niniejszym Dokumencie Ofertowym w Rozdziałach: *„Wykorzystanie wpływów z emisji” oraz „Przegląd sytuacji*

operacyjnej i finansowej oraz perspektyw rozwoju" w punktach *„Nakłady inwestycyjne"* oraz *„Zadłużenie"*. Poniżej przedstawione zostały informacje na temat nieruchomości istotnych dla działalności Grupy.

Istotne środki trwałe ENEA

Do istotnych nieruchomości posiadanych przez Spółkę należą dwie zabudowane nieruchomości. Jedna z nich położona jest w Poznaniu, przy ul. Nowowiejskiego 11, a jej powierzchnia wynosi 912 m2. Spółka jest jej użytkownikiem wieczystym do dnia 5 grudnia 2089 roku (w ciągu ostatnich pięciu lat przed upływem ww. terminu, Spółka może zażądać przedłużenia użytkowania wieczystego na dalszy okres od 40 do 99 lat). Na przedmiotowej nieruchomości znajduje się budynek administracyjno-biurowy o powierzchni użytkowej 3.043 m2, w którym mieści się siedziba Spółki. Druga nieruchomość położona jest w Poznaniu, przy ul. Strzeszyńskiej 58, a jej powierzchnia wynosi 8.232 m2. Spółka jest jej wieczystym użytkownikiem do dnia 5 grudnia 2089 roku (w ciągu ostatnich pięciu lat przed upływem ww. terminu, Spółka może zażądać przedłużenia użytkowania wieczystego na dalszy okres od 40 do 99 lat). Na przedmiotowej nieruchomości znajduje się budynek administracyjno-biurowy o powierzchni użytkowej 3.035,9 m2, w którym mieści się siedziba Departamentu Handlu ENEA.

Istotne środki trwałe ENEA Operator

Poza majątkiem dystrybucyjnym, o którym mowa powyżej w niniejszym Rozdziale, na dzień 30 września 2009 r. ENEA Operator posiadała (zarówno jako właściciel, użytkownik wieczysty lub na podstawie innych stosunków prawnych) 15.035 obiektów, posadowionych na działkach gruntu o łącznej powierzchni ok. 570 ha. Spółka również posiadała ustanowione na jej rzecz służebności gruntowe lub prawo użytkowania. Przez obiekty dla działalności ENEA Operator rozumie się: obiekty sieciowe, tj. urządzenia elektroenergetyczne (rozdzielnie elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia, GPZ i stacje transformatorowe), a ponadto siedziby zarządu, oddziałów, rejonów. Część majątku dystrybucyjnego należącego do ENEA Operator, za wyjątkiem sieci elektroenergetycznych, znajduje się na nieruchomościach, z których ENEA Operator korzysta w 33% bez odpowiedniego tytułu prawnego. Według stanu na dzień 30 września 2009 r. dane te przedstawiają się następująco:

- obiekty sieciowe uznane przez nas za kluczowe (rozdzielnie elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia, GPZ) – ENEA Operator posiada w 95% odpowiedni tytuł prawny do nieruchomości na których znajdują się te obiekty sieciowe;
- stacje transformatorowe kubaturowe średniego i niskiego napięcia – 65% z około 14,5 tys. stacji kubaturowych znajduje się na nieruchomościach, w stosunku do których ENEA Operator posiada odpowiedni tytuł prawny;
- obiekty niesieciowe uznane przez nas za kluczowe (siedziby zarządu, oddziałów i rejonów) – ENEA Operator posiada w 97% odpowiedni tytuł prawny do nieruchomości na których znajdują się te obiekty niesieciowe.

W odniesieniu do linii elektroenergetycznych, przeważająca ich większość przebiega przez grunty, do których ENEA Operator nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego. Informacje na temat postępowań związanych z korzystaniem przez ENEA Operator z nieruchomości osób trzecich znajdują się w Rozdziale *„Opis działalności" – „Istotne postępowania prawne" – „Sprawy sądowe"*.

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

ENEA Operator posiada cztery nieruchomości o bieżącej wartości rynkowej przekraczającej 10 mln PLN, których jest użytkownikiem wieczystym.

Istotne środki trwałe Elektrowni Kozienice

Na dzień 30 września 2009 roku Elektrownia Kozienice posiadała ponad 120 nieruchomości, których była użytkownikiem wieczystym lub właścicielem lub zarządcą o łącznej powierzchni 5.699.472 m^2, w tym 941.460 m2 – własność, 4.742.190 m^2 – użytkowanie wieczyste i 15.822 m^2 – zarząd.

Do istotnych nieruchomości posiadanych przez Elektrownię Kozienice należą nieruchomości o powierzchni 5.590.900 m^2 położone w obrębach Świerże Górne, Łaszówka, Michałówka, Ryczywół, Wola Chodkowska oraz Wilczkowice, których Elektrownia jest użytkownikiem wieczystym do dnia 5 grudnia 2089 roku (w ciągu ostatnich pięciu lat przed upływem ww. terminu, Spółka może zażądać przedłużenia użytkowania wieczystego

na dalszy okres od 40 do 99 lat). Na przedmiotowych nieruchomościach znajduje się siedziba Elektrowni Kozienice, jak również jej majątek wytwórczy. Elektrownia Kozienice jest również użytkownikiem wieczystym nieruchomości o charakterze usługowym i rekreacyjnym o powierzchni 92.750m^2, zlokalizowanych w Kozienicach, Rynie i Dziwnówku.

Ponadto, Elektrownia Kozienice dzierżawi od Lasów Państwowych grunty o powierzchni 50.300 m^2.

Istotne postępowania prawne

Sprawy sądowe

Na dzień 30 września 2009 roku ENEA była stroną około 6.300 postępowań sądowych o łącznej wartości około 34 mln PLN.

W latach 2005-2008, łączne koszty zapłaconych przez spółki naszej Grupy (ENEA i ENEA Operator) odszkodowań z tytułu postępowań sądowych dotyczących bezumownego korzystania z nieruchomości wyniosły około 1,6 mln PLN. Na dzień 30 września 2009 roku spółki naszej Grupy (ENEA i ENEA Operator) były stroną 367 postępowań sądowych dotyczących bezumownego korzystania z nieruchomości, których łączna wartość przedmiotu sporu wynosi około 21 mln PLN oraz stroną sporów przedsądowych. Łączna wartość rezerwy na roszczenia będące przedmiotem prowadzonych postępowań sądowych, w których stroną były spółki naszej Grupy (ENEA i ENEA Operator) oraz na roszczenia o charakterze przedsądowym wynosiła 56,3 mln PLN na dzień 30 września 2009 roku.

Zdecydowana większość spraw wiąże się z majątkiem dystrybucyjnym ENEA Operator (wcześniej ENEA) i dotyczy przede wszystkim: (i) usunięcia urządzeń elektroenergetycznych z nieruchomości osób trzecich, (ii) zapłaty wynagrodzenia z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości osób trzecich pod urządzeniami elektroenergetycznymi, jak również (iii) zwrotu kosztów poniesionych przez Lasy Państwowe w związku z nieruchomościami lub ich częściami zajętymi przez urządzenia elektroenergetyczne. Ponadto Elektrownia Kozienice była stroną postępowań o zapłatę przewoźnego, o przywrócenie do pracy, jak również o odszkodowanie z tytułu ekwiwalentu z tytułu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji przysługującego pracownikom Elektrowni na skutek komercjalizacji Elektrowni. Za szczególnie istotne dla Grupy uważamy postępowania w sprawach związanych z bezumownym korzystaniem z nieruchomości osób trzecich.

Na dzień 30 września 2009 ENEA Operator była stroną w sześciu postępowaniach przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów, jednego postępowania przed Sądem Apelacyjnym oraz jednego postępowania przed Wojewódzkim Sądem Administracyjnym.

Postępowanie przed Sądem Apelacyjnym dotyczy ustalenia treści umowy o przyłączenie farmy wiatrowej do sieci.

Postępowania przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów dotyczą: (i) odwołania od decyzji Prezesa UOKiK, w której uznał za ograniczającą konkurencję i nakazał jej zaniechania, praktykę polegającą na nadużywaniu pozycji dominującej poprzez rażące naruszanie terminów wydawania warunków przyłączania oraz określanie zakresu wpływu projektowanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny. Ponadto Prezes UOKiK nałożył na ENEA Operator karę pieniężną w wysokości 11.626.160 PLN, stanowiącą 10% kary maksymalnej; (ii) odwołania od decyzji Prezesa URE, w której na Spółkę nałożona została kara pieniężna w wysokości 150.000 PLN; (iii) odwołań od decyzji Prezesa URE dotyczącej przyłączenia do sieci farmy wiatrowej. Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego jedynie w dwóch postępowaniach przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów dotyczących przyłączenia farm wiatrowych do sieci ENEA Operator zostały wydane wyroki.

Postępowanie wszczęte przed Wojewódzkim Sądem Administracyjnym z powództwa ENEA Operator dotyczy bezczynności Prezesa URE. Bezczynność ta polegała na niewydaniu przez Prezesa URE decyzji odnośnie wniosku o rewizję taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2009 rok, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z dnia 15 stycznia 2009 roku. Postępowanie zakończyło się wydaniem w dniu 25 listopada 2009 roku, wyroku, w którym Wojewódzki Sąd Administracyjny oddalił skargę ENEA Operator. ENEA Operator planuje wnieść o kasację przedmiotowego wyroku.

W postępowaniu dotyczącym obciążania przez ENEA odbiorców energii dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 roku, Prezes UOKiK w decyzji z dnia 12 września 2008 roku uznał obciążenie odbiorców energii dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 roku za praktykę ograniczającą konkurencję i nakazał zaniechanie jej stosowania. Ponadto nałożył na ENEA karę pieniężną w wysokości 160.000 zł, stanowiącą ok. 0,03% kary maksymalnej (wysokość kary pieniężnej wynika z faktu uznania przez Prezesa UOKiK, iż nie istnieje potrzeba oddziaływania represyjnego na ENEA oraz nadania karze waloru

dyscyplinującego). W dniu 30 września 2008 roku ENEA złożyła odwołanie od przedmiotowej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 31 sierpnia 2009 roku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów na skutek złożonego przez ENEA odwołania zmienił decyzję Prezesa UOKiK obniżając karę pieniężną do 10.000 zł. W dniu 25 września 2009 roku ENEA złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie apelację od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wnosząc o uchylenie decyzji w całości.

W dniu 27 listopada 2008 roku Prezes URE orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w 2006 roku i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 7.594.613,28 zł. ENEA odwołała się w dniu 17 grudnia 2008 roku od tej decyzji Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 15 grudnia 2009 roku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał korzystny dla ENEA wyrok, zmieniając decyzję Prezesa URE z dnia 27 listopada 2008 roku i umarzając postępowanie administracyjne. Nie posiadamy wiedzy na temat ewentualnych odwołań wniesionych w tej sprawie przez Prezesa URE.

W dniu 28 grudnia 2009 roku Prezes URE orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w I półroczu 2007 roku i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 2.150.000,00 zł. W dniu 19 stycznia 2010 roku ENEA odwołała się od decyzji Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Na dzień 30 września 2009 roku Elektrownia Kozienice była stroną jednego postępowania przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 5 sierpnia 2009 roku Elektrownia Kozienice otrzymała decyzję Prezesa URE z 31 lipca 2009 roku o kwocie korekty rocznej (za 2008 rok) rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości 89,5 mln złotych, którą miała obowiązek zwrócić Zarządcy Rozliczeń S.A. do dnia 30 września 2009 roku. Zob. Rozdział *„Otoczenie Regulacyjne” – „Rozwiązanie KDT*”. Elektrownia Kozienice zakwestionowała obowiązek zwrotu takiej kwoty odwołując się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu niniejszego Dokumentu Ofertowego roszczenie to pozostawało nierozstrzygnięte.

Na dzień 30 września 2009 roku Elektrownia Kozienice była stroną jednego postępowania sądowego, w którym pozwanym jest Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. Toczy się ono przed Sądem Najwyższym, wysokość roszczenia wynosi 3,2 mln PLN. Na dzień 30 września 2009 roku, Elektrownia Kozienice była stroną postępowań przeciwko CTL LOGISTIC S.A. toczących się przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Najwyższym, o łącznej wartości 10,8 mln PLN.

W dniu 11 lutego 2009 Elektrownia Kozienice złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2008 r. w kwocie 694,6 mln PLN. Naczelnik Urzędu Celnego po rozpatrzeniu wniosku Spółki wydał w dniu 26 sierpnia 2009 r. decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do czerwca 2006 r. Jednocześnie Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające zobowiązanie podatkowe w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do czerwca 2006 r., przyjmując jako zobowiązanie podatkowe kwoty wykazane przez Spółkę w deklaracjach pierwotnych przed złożeniem korekt i wniosku o zwrot nadpłaty. Spółka w dniu 15 września 2009 r. złożyła odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie od powyższych decyzji. Ponadto Spółka w dniu 24 listopada 2009 r. złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym od energii elektrycznej za styczeń 2009 r. i luty 2009 r. w kwocie 34,6 mln PLN.

Sprawy przed organami administracji

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego jesteśmy stroną trzech istotnych postępowań prowadzonych przed Prezesem UOKiK oraz 30 istotnych postępowań prowadzonych przed Prezesem URE. Przedmiotowe postępowania dotyczą zarzutów nadużywania przez nas pozycji dominującej na lokalnym rynku poprzez, między innymi, stosowanie uciążliwych procedur przyłączania do sieci, w szczególności farm wiatrowych oraz naliczania opłat za przyłączenie do sieci. Ponadto toczące się spory dotyczą zasadności wstrzymania dostaw energii, a także zatwierdzania taryf i wydawania świadectw pochodzenia.

Sprawy prowadzone przez Prezesa UOKiK

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego jesteśmy stroną trzech istotnych postępowań prowadzonych przed Prezesem UOKiK.

Pierwsze z wszczętych postępowań dotyczy zarzutu nadużywania przez ENEA Operator pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii polegającego na narzucaniu uciążliwych warunków umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej przynoszących Spółce nieuzasadnione korzyści.

Drugie postępowanie prowadzone przez Prezesa UOKiK ma na celu wstępne ustalenie, czy nastąpiło naruszenie przez ENEA Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów poprzez wprowadzenie od 1 stycznia 2008 roku opłaty za obsługę handlową odbiorców związanej z rozliczaniem sprzedawanej energii.

Trzecie postępowanie prowadzone przez Prezesa UOKiK ma na celu wstępne ustalenie, czy nastąpiło naruszenie przez ENEA Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów poprzez narzucanie odbiorcom obowiązku dostosowania swoich urządzeń do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których odbiorca został powiadomiony we właściwym czasie i trybie, w tym ewentualnie rozbudowy swojej sieci lub instalacji wynikającej ze zmiany miejsca dostarczania energii i rozgraniczenia własności, z prawem ENEA do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej wskutek nie realizowania przez odbiorcę postanowień umowy.

W przypadku uznania naszych czynności za niezgodne z prawem, mogą one w całości lub części stać się nieważne lub też mogą zostać nałożone kary pieniężne w wysokości do 10% przychodu ukaranej spółki osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

Sprawy prowadzone przez Prezesa URE

Większość spraw prowadzonych przed Prezesem URE zostało wszczętych w latach 2008-2009 i dotyczą one zarzutów (i) odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci farmy wiatrowej; (ii) odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej elektrowni wiatrowych: (iii) zawarcia umowy o przyłączenie do sieci: (iv) przyłączenia do sieci elektroenergetycznej elektrowni wiatrowych; (v) ustalenia treści umowy przyłączenia do sieci; oraz (vi) ustalenia opłaty za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej elektrowni wiatrowych. Na dzień 30 września 2009 roku wszystkie sprawy są w toku. W przypadku uznania naszych czynności za niezgodne z prawem, może zostać nałożona na nas kara do wysokości 15% przychodu z działalności koncesjonowanej danej spółki, natomiast w przypadku uznania naszych działań za naruszające warunki koncesji może zostać ona cofnięta.

Ochrona środowiska

Działalność spółek naszej Grupy jest ściśle związana z korzystaniem z zasobów środowiska naturalnego. Spółki naszej Grupy są podmiotami korzystającymi ze środowiska poprzez: (i) pobór wody z ujęć własnych, (ii) odprowadzanie wód deszczowych do gruntu, rowów melioracyjnych lub rzek, (iii) odprowadzanie ścieków bytowych do rzek, (iv) emisję zanieczyszczeń do atmosfery, (v) emisję hałasu ze stacji i linii elektroenergetycznych, (vi) emitowanie promieniowania elektromagnetycznego ze stacji i linii elektroenergetycznych, oraz (vii) wytwarzanie odpadów, w tym niebezpiecznych. Co do zasady spółki naszej Grupy we wszystkich swoich działaniach przestrzegają wymogów prawnych z zakresu ochrony środowiska. Praktycznie wszystkie spółki naszej Grupy posiadają wymagane prawem pozwolenia na korzystanie ze środowiska. Jedynie w nielicznych przypadkach brakuje stosownych decyzji, co skutkuje naliczaniem podwyższonych opłat za korzystanie ze środowiska.

Brak stosownych pozwoleń jest między innymi związany z faktem, iż wiele decyzji dotyczących korzystania ze środowiska zostało wydanych na rzecz ENEA. W związku z wydzieleniem ENEA Operator wszelkie prawa i obowiązki wynikające z takich decyzji powinny były zostać przeniesione na rzecz ENEA Operator, jednakże na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego proces ten nie został jeszcze zakończony.

Spośród spółek naszej Grupy najistotniejszy wpływ na środowisko wywiera działalność Elektrowni Kozienice, która korzysta ze środowiska poprzez (i) pobór wody z rzeki Wisły w celu, między innymi, zasilenia instalacji chłodzących urządzenia Elektrowni oraz w celu uzupełnienia układu parowo-wodnego kotłów, instalacji odsiarczania spalin oraz układu hydrotransportu popiołu i żużla, (ii) zrzut pochłodniczych wód do rzeki Wisły, (iii) odprowadzanie ścieków do rzeki Wisły, (iv) emisję zanieczyszczeń do atmosfery, (v) emisję hałasu z instalacji wchodzących w skład Elektrowni, oraz (vi) wytwarzanie i składowanie odpadów, w tym niebezpiecznych. Elektrownia Kozienice posiada pozwolenie zintegrowane obejmujące (i) emisje zanieczyszczeń do powietrza, (ii) gospodarkę odpadami, (iii) pobór wód ze studni głębinowych dla celów pitnych, (iv) pobór i zrzut wód powierzchniowych wykorzystywanych dla celów chłodniczych, (v) pobór wód powierzchniowych dla celów technologicznych, oraz (vi) odprowadzanie ścieków z instalacji odsiarczania spalin. Ponadto Elektrownia Kozienice posiada pozwolenia sektorowe obejmujące między innymi: (i) odprowadzanie ścieków deszczowo-przemysłowych oraz ścieków bytowych, (ii) pobór wód drenażowych, jak również wytwarzanie i zagospodarowanie odpadów. W celu dotrzymania wyznaczonych prawem standardów ochrony środowiska Elektrownia Kozienice realizuje oraz planuje podjęcie szeregu działań inwestycyjnych. Dla wypełnienia obowiązku w zakresie przestrzegania aktualnych i przewidywanych limitów emisji SO_2, Elektrownia realizuje obecnie budowę trzeciej instalacji odsiarczania spalin dla bloku 500 MW. Zgodnie z obowiązującym prawem, spaliny z wszystkich bloków energetycznych po 2015 roku powinny być odsiarczane.

Dotrzymanie przez Elektrownię obowiązujących po 2015 roku standardów emisyjnych dla NO_x związane będzie z koniecznością realizacji inwestycji instalacji do katalitycznego odazotowania spalin dla bloków 500 MW oraz bloków 200-225 MW. Ponadto, w związku z poborem wody z rzeki Wisły dla zasilenia instalacji chłodzących urządzenia Elektrowni, jak również dla uzupełnienia układu parowo-wodnego kotłów instalacji odsiarczania spalin oraz układu hydrotransportu popiołu i żużla, a następnie jej wtórnym zrzutem do rzeki Wisły, konieczne mogą się okazać inwestycje mające na celu umożliwianie poboru wody z Wisły przy niskim stanie wód w rzece (tj. budowa progu stabilizującego) oraz inwestycje, których celem będzie zapewnienie odpowiedniej temperatury wód pochłodniczych zrzucanych do Wisły.

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego spośród spółek naszej Grupy największe opłaty za korzystanie ze środowiska uiszcza Elektrownia Kozienice. W roku 2006 wysokość opłat uiszczonych przez Elektrownię Kozienice kształtowała się na poziomie 52.405 tys. PLN, w roku 2007 41.225 tys. PLN, w roku 2008 na poziomie 30.288 tys. PLN, faktycznie wniesionych za pierwsze półrocze 2009 na poziomie 15.859 tys. PLN oraz naliczonych za sierpień, lipiec i wrzesień 2009 roku na poziomie 9.121 tys. PLN. Największy udział w opłatach za korzystanie ze środowiska uiszczanych przez Elektrownię mają opłaty za emisję zanieczyszczeń, najmniejszy zaś opłaty za pobór wód i odprowadzanie ścieków. Wysokość opłat za korzystanie ze środowiska uiszczonych w latach zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 oraz w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku przez ENEA oraz ENEA Operator (od 1 lipca 2007 roku) kształtowała się na następującym poziomie: w roku 2006, 59 tys. PLN, w roku 2007 53 tys. PLN (w tym 25 tys. PLN stanowiły opłaty uiszczone w II połowie 2007 roku przez ENEA Operator), w roku 2008 54,4 tys. PLN (w tym 54 tys. PLN opłaty uiszczone przez ENEA Operator) oraz w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 24,0 tys. PLN (w tym 24 tys. PLN opłaty uiszczone tylko przez ENEA Operator). Udział opłat uiszczanych w przedmiotowym okresie przez pozostałe spółki naszej Grupy w łącznej kwocie opłat za korzystanie ze środowiska był niewielki. Największy udział w opłatach za korzystanie ze środowiska uiszczanych przez spółki naszej Grupy (z wyłączeniem Elektrowni Kozienice) mają opłaty za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, najmniejszy zaś opłaty za wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi. W latach zakończonych 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku oraz w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku, spółki naszej Grupy nie były zobowiązane do zapłaty żadnych kar związanych z korzystaniem ze środowiska.

Istotne umowy

Poniżej przedstawione zostały istotne umowy zawarte przez naszą Grupę, tj. umowy, których zamieszczenie w niniejszym Dokumencie Ofertowym jest w ocenie Spółki uzasadnione ze względu na znaczenie tych umów dla prowadzonej przez nas działalności. Za wyjątkiem umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartych z PSE – Operator nie jesteśmy uzależnieni od innych umów przemysłowych, handlowych lub finansowych. W przypadku rozwiązania umów z PSE – Operator będziemy zmuszeni do zawarcia umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej na nowych warunkach. W zakresie dostaw węgla jesteśmy uzależnieni od czterech dostawców: Lubelskiego Węgla „Bogdanka" S.A., który dostarczył nam w 2008 roku ponad 54%, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 51% węgla w ujęciu ilościowym, Katowickiego Holdingu Węglowego S.A., Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. oraz Kompanii Węglowej S.A. Wszystkie umowy opisane w niniejszym punkcie zostały zawarte w toku normalnej działalności.

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego prowadziliśmy zaawansowane negocjacje odnośnie zawarcia wieloletniej umowy na dostawy węgla kamiennego z Lubelskiego Węgla „Bogdanka" S.A.

Umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej

Przedmiotowe umowy zostały uznane za istotne z uwagi na charakter prowadzonej przez nas działalności, a w szczególności uzależnienie naszej działalności od usług przesyłania energii elektrycznej świadczonych przez PSE – Operator.

Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z dnia 13 grudnia 2007 roku zawarta pomiędzy ENEA Operator a PSE – Operator (z aneksami)

Przedmiotem umowy jest świadczenie przez PSE Operator na rzecz ENEA Operator usług przesyłania energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej. Umowa określa w szczególności: (i) transport energii elektrycznej siecią przesyłową, (ii) warunki korzystania przez ENEA Operator z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego polegające na utrzymaniu ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w KSE i niezawodności jej dostarczania oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej w celu realizacji przez ENEA Operator usług dystrybucji podmiotom znajdującym się na obszarze jej działania, a także (iii) warunki prowadzenia rozliczeń

wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej oddanej do i pobranej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w związku z uczestnictwem ENEA Operator w rynku bilansującym prowadzonym przez PSE Operator. Ponadto od 1 kwietnia 2008 roku, w związku z postanowieniami Ustawy o Rozwiązaniu KDT, PSE Operator udostępnia ENEA Operator Krajowy System Elektroenergetyczny. Zgodnie z postanowieniami umowy PSE Operator zapewnia odpowiednią strukturę i niezawodność pracy sieci przesyłowej oraz, we współpracy z ENEA Operator, koordynację ruchu sieciowego w obszarze sieci 110 kV. Ponadto w ramach usługi prowadzenia rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej oddanej do i pobranej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, PSE Operator zapewnia ENEA Operator dostęp do danych i informacji niezbędnych do uczestnictwa w rynku bilansującym, jak również świadczy na rzecz ENEA Operator usługi przyjmowania i weryfikacji zgłoszonych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, prowadzenia z ENEA Operator rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej oddanej do i pobranej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Wynagrodzenie za usługi świadczone przez PSE Operator na podstawie umowy wynika ze stawek opłat określonych w aktualnie obowiązującej taryfie PSE Operator zatwierdzanej przez Prezesa URE oraz podstaw do wyznaczania poszczególnych opłat: (i) mocy umownej (opłata stała sieciowa), (ii) ilości miejsc dostarczania (opłata abonamentowa), (iii) ilości energii pobranej z sieci PSE Operator (opłata zmienna sieciowa), (iv) ilości energii zużytej przez odbiorców końcowych (opłata wynikająca ze stawki jakościowej), (v) wielkości mocy umownej odbiorców, oraz (vi) liczby odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci ENEA Operator (opłata przejściowa). ENEA Operator ponosi opłaty w miesięcznych okresach rozliczeniowych (z wyłączeniem opłaty z tytułu stawki jakościowej, dla której okres rozliczeniowy wynosi 2 miesiące). Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na dzień 31 grudnia danego roku. Ponadto umowa może zostać rozwiązana z jednomiesięcznym terminem wypowiedzenia w sytuacjach szczególnych, określonych w umowie.

Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z dnia 22 grudnia 2006 roku zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice a PSE Operator

Przedmiotem umowy są krajowe i międzynarodowe usługi przesyłania energii elektrycznej świadczone przez PSE Operator na rzecz Elektrowni Kozienice. Krajowe usługi przesyłania energii elektrycznej obejmują przesyłanie energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej, utrzymywanie ciągłości i niezawodności dostarczania i odbioru energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, utrzymywanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz prowadzenie dla Elektrowni rozliczeń wynikających z niezbilansowana energii elektrycznej oddanej i pobranej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w związku z uczestnictwem Elektrowni w rynku bilansującym prowadzonym przez PSE Operator. Międzynarodowe usługi przesyłania obejmują wyznaczanie wielkości i udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej oraz jej realizację. Umowa stanowi również dla Elektrowni podstawę do uczestnictwa w rynku bilansującym jako uczestnika rynku bilansującego. Wynagrodzenie PSE Operator z tytułu usług przesyłania będących przedmiotem umowy jest ustalane zgodnie z aktualnie obowiązującą taryfą PSE Operator. Rozliczenia ilościowe, wartościowe i finansowe dostaw energii elektrycznej, w związku z uczestnictwem Elektrowni w rynku bilansującym w poszczególnych okresach rozliczeniowych, są dokonywane zgodnie z postanowieniami IRiESP. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Każdej ze stron przysługuje prawo rozwiązania umowy z zachowaniem 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na dzień 31 grudnia. Ponadto umowa może zostać rozwiązana w sytuacjach szczególnych, określonych w umowie.

Umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorami systemu dystrybucyjnego

Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawarta dnia 22 maja 2007 r. pomiędzy ENEA a ENERGA-OPERATOR S.A. (wraz z aneksem nr 3/2009)

Przedmiotem umowy jest wzajemne świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej siecią dystrybucyjną pomiędzy ENEA Operator Sp. z o.o. a ENERGA-OPERATOR S.A. Przedmiot umowy obejmuje w szczególności: (i) wzajemne świadczenie w sposób ciągły usług dystrybucji energii elektrycznej siecią dystrybucyjną do miejsc dostarczania określonych w umowie, (ii) dotrzymanie standardów jakościowych przesłanej energii elektrycznej na napięciu 110 kV, SN i nn, (iii) obsługę i utrzymanie z należytą starannością urządzeń sieci dystrybucyjnej będących własnością stron, w części mającej wpływ na realizację usług dystrybucji będących przedmiotem umowy oraz (iv) terminy przekazywania danych pomiarowych, terminy i zasady płatności. Rozliczenia z tytułu wzajemnego świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej siecią dystrybucyjną odbywają się w miesięcznych okresach rozliczeniowych. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Ponadto umowa może zostać rozwiązana z jednomiesięcznym

okresem wypowiedzenia w sytuacjach szczególnych, określonych w umowie.

Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej siecią dystrybucyjną zawarta pomiędzy ENEA a EnergiaPro S.A. (wraz z aneksem nr 4/2009)

Przedmiotem umowy jest wzajemne świadczenie przez EnergiaPro S.A. i ENEA Operator Sp. o.o. usług dystrybucji energii elektrycznej siecią dystrybucyjną. Przedmiot umowy obejmuje w szczególności: (i) wzajemne świadczenie w sposób usług dystrybucji energii elektrycznej siecią dystrybucyjną do miejsc dostarczania, (ii) dotrzymanie standardów jakościowych przesyłanej energii elektrycznej na napięciu 110 kV, SN i nn, (iii) obsługę i utrzymanie z należytą starannością urządzeń sieci dystrybucyjnej będących własnością stron, (iv) terminy przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych oraz (v) zasady naliczania opłat za dystrybucję energii elektrycznej siecią dystrybucyjną. Rozliczenia z tytułu wzajemnego świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej odbywają się w miesięcznych okresach rozliczeniowych. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Każda ze stron może wypowiedzieć umowę w całości lub w części z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. Umowa może zostać rozwiązana w całości lub w części z jednomiesięcznym okresem wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca w przypadkach szczególnych, określonych w umowie.

Umowy dostawy węgla kamiennego

W 2008 roku koszty węgla stanowiły 54% naszych kosztów operacyjnych w zakresie wytwarzania. W zakresie dostaw węgla jesteśmy uzależnieni od czterech dostawców: Lubelskiego Węgla „Bogdanka" S.A., który dostarczył nam w 2008 roku ponad 54%, a w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2009 roku 51% węgla w ujęciu ilościowym oraz w dalszej kolejności Katowickiego Holdingu Węglowego S.A., Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. oraz Kompanii Węglowej S.A. Z trzema pierwszymi dostawcami wymienionymi powyżej zawarliśmy umowy wieloletnie, na podstawie których każdorazowo w ostatnich miesiącach upływającego roku negocjowane są warunki umów rocznych. Z uwagi na powyższe, przedmiotowe umowy zostały uznane za istotne dla naszej działalności.

Umowa wieloletnia na dostawę węgla energetycznego z dnia 31 grudnia 2003 roku zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice a Lubelskim Węglem „Bogdanka" S.A. (wraz z aneksem nr 1 z 3 sierpnia 2009)

Przedmiotem umowy jest określenie ramowych zasad wieloletnich dostaw węgla energetycznego na rzecz Elektrowni Kozienice przez Lubelski Węgiel „Bogdanka" S.A., w szczególności terminów dostaw, podstawowych ilości i parametrów jakościowych węgla. Ceny, szczegółowe wielkości dostaw oraz szczegółowe warunki dostaw i odbioru (w tym tryb i zasady obiegu dokumentów, zasady oznaczania ilości węgla, zasady dokonywania jego pomiaru, tryb postępowania reklamacyjnego) negocjowane są każdorazowo przy podpisywaniu umów rocznych. Wyliczenie ceny węgla do celów energetycznych odbywa się na bazie ceny węgla o parametrach określonych w umowie. W przypadku znaczących zmian cen węgla, zasad ustalania cen dla wytwórców energii lub innych istotnych czynników mających wpływ na poziom cen węgla, ceny węgla określone w umowie mogą podlegać renegocjacji. Umowa przewiduje kary umowne za dostarczenie węgla o parametrach gorszych od parametrów granicznych określonych w umowach rocznych oraz za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie dostaw. Zapłata kary umownej nie wyklucza odpowiedzialności odszkodowawczej stron na zasadach ogólnych określonych w Kodeksie Cywilnym. Umowa obowiązuje do dnia 31 marca 2011 roku. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem rocznego okresu wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień kwartału. Elektrowni Kozienice przysługuje ponadto prawo rozwiązania umowy za krótszym okresem wypowiedzenia wynoszącym jeden miesiąc jeżeli średnie parametry jakościowe dostarczanego węgla będą przez dwa kolejne miesiące niższe od parametrów umownych, do utrzymania których zobowiązał się dostawca. W takim przypadku rozwiązanie umowy nastąpi w odniesieniu do tych części dostaw, które nie spełniają wymogów, o których mowa powyżej. Umowa na dostawę węgla energetycznego na okres do 31 marca 2011 została zawarta 3 sierpnia 2009 roku.

Umowa wieloletnia na dostawę węgla energetycznego z dnia 8 stycznia 2009 roku zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice a Katowickim Holdingiem Węglowym S.A. (z aneksem nr 1 z 7 sierpnia 2009)

Przedmiotem umowy jest określenie zasad dostaw węgla energetycznego na rzecz Elektrowni Kozienice przez Katowicki Holding Węglowy, w szczególności terminów dostaw, podstawowych ilości i parametrów jakościowych węgla. Umowa określa również szczegółowe warunki dostaw i odbioru węgla, (w tym zasady obiegu dokumentów, określania ilości i pomiaru węgla oraz procedury reklamacyjne). Warunki te podlegają corocznej renegocjacji i są one dokumentowane w umowach rocznych lub zawieranych na okres dłuższy niż rok

pomiędzy Kozienicami a Katowickim Holdingiem Węglowym S.A. W przypadku znacznych zmian w cenie węgla, zmian zasad ustalania cen przez wytwórców energii elektrycznej bądź innych istotnych czynników rzutujących na cenę węgla lub energii, ceny węgla określone w umowie podlegają renegocjacji. Umowa określa kary umowne w przypadku dostawy węgla o parametrach jakościowych gorszych niż parametry graniczne określone w rocznej umowie oraz za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonych w harmonogramie dostaw. Zapłata kary umownej nie wyklucza odpowiedzialności odszkodowawczej stron na zasadach ogólnych określonych w Kodeksie Cywilnym. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem 1-rocznego okresu wypowiedzenia, którego początek przypada na początek kwartału. Umowa obowiązuje w okresie od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2013 roku. Dnia 7 sierpnia 2009 roku została zawarta umowa na sprzedaż i dostawę węgla na lata 2010 i 2011 (obejmuje okres do dnia 31 marca 2012 roku).

Umowa sprzedaży węgla energetycznego z dnia 29 lutego 2008 roku zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice a Jastrzębską Spółką Węglową S.A. (wraz z aneksami nr 1 z 14 stycznia 2009 roku, nr 2 z 10 kwietnia 2009 roku i nr 3 z 21 stycznia 2010 roku)

Przedmiotem umowy jest sprzedaż i dostawa węgla przez Jastrzębską Spółkę Węglową S.A. na rzecz Elektrowni Kozienice. Ceny i szczegółowe warunki oraz wielkości dostaw negocjowane są przy podpisywaniu umów rocznych. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na koniec miesiąca. Umowa została zawarta na okres do 31 grudnia 2010 roku. Umowa roczna na sprzedaż i dostawę węgla energetycznego na rok 2010 została zawarta 21 stycznia 2010 roku.

Inne umowy

Umowy zamieszczone w niniejszym punkcie zostały uznane za istotne z uwagi na charakter naszej działalności. Umowa z PSE Operator reguluje świadczenie przez Elektrownię Kozienice regulacyjnych usług systemowych (RUS), do których świadczenia Elektrownia Kozienice jest zobligowana na podstawie przepisów prawa. Umowa z Zespołem Elektrowni Dolna Odra S.A. zapewnia naszej Grupie prawo do nabywania świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych i kogeneracji do 2021 roku. PKP Cargo jest natomiast naszym głównym przewoźnikiem – dostarcza on ponad 95% węgla nabywanego przez Elektrownię Kozienice.

Porozumienie w sprawie świadczenia usług systemowych w zakresie rezerw operacyjnej, pracy w ramach regulacji ARCM, automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oraz uruchomień jednostek wytwórczych z dnia 21 grudnia 2009 roku zawarta pomiędzy PSE Operator a Elektrownią Kozienice

Porozumienie jest wyodrębnioną częścią Umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z dnia 22 grudnia 2006 pomiędzy Elektrownią Kozienice a PSE Operator.

Przedmiotem Porozumienia jest świadczenie przez Elektrownię Kozienice usług systemowych na rzecz PSE Operator, na uzgodnionych warunkach technicznych i handlowych, w zakresie: (i) rezerwy operacyjnej, (ii) udziału w regulacji pierwotnej i wtórnej, (iii) automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej; oraz (iv) usług uruchomienia jednostek wytwórczych. Na mocy porozumienia oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, Elektrownia Kozienice zobowiązuje się zapewnić stałą zdolność do świadczenia regulacyjnych usług systemowych na dyspozycyjnych jednostkach wytwórczych określonych w Porozumieniu, przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, oraz świadczyć ww. usługi na każde polecenie PSE Operator, zgodnie z potrzebami i warunkami pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. PSE Operator zobowiązuje się do zapłaty należności za odebrane regulacyjne usługi systemowe, według stawek opłat określonych dla poszczególnych rodzajów regulacyjnych usług systemowych. W przypadku, gdy układ regulacji pierwotnej lub wtórnej został załączony lub wyłączony pomimo braku polecenia PSE Operator, a także w przypadku, gdy układ działa w sposób niezgodny z warunkami technicznymi określonymi w IRiESP, PSE Operator może naliczyć Elektrowni Kozienice kary umowne. Kar umownych nie nalicza się w przypadku wyłączenia układów regulacji pierwotnej lub wtórnej spowodowanego awariami urządzeń Elektrowni, pod warunkiem niezwłocznego zgłoszenia niesprawności układów przez Elektrownię, jednak nie później niż w ciągu 30 minut po jej wystąpieniu.

Porozumienie obowiązuje do 31 grudnia 2010 r. Porozumienie może ulec wcześniejszemu rozwiązaniu przed upływem terminu pod warunkiem rozwiązania Umowy na przesyłanie energii elektrycznej. W razie zaistnienia istotnej zmiany okoliczności powodującej, że wykonanie Porozumienia nie leży w interesie publicznym Operator może odstąpić od Porozumienia w terminie 30 dni od daty podjęcia decyzji. Elektrownia może zażądać wtedy wynagrodzenia należnego z tytułu wykonania części Porozumienia.

Umowa sprzedaży praw majątkowych (świadectw pochodzenia) z dnia 19 lutego 2007 roku zawarta pomiędzy Zespołem Elektrowni Dolna Odra S.A. (obecnie PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.) a ENEA (aneks z dnia 21 października 2009 roku)

Umowa określa warunki sprzedaży na rzecz ENEA praw majątkowych (świadectw pochodzenia) przez Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. (obecnie PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.). Przeniesienie na ENEA własności praw majątkowych dokonywane będzie w ramach transakcji pozasesyjnych na TGE, po wydaniu świadectw pochodzenia przez Prezesa URE oraz po zarejestrowaniu ich na koncie Zespołu Elektrowni Dolna Odra S.A. w rejestrze świadectw pochodzenia. Poszczególne transakcje sprzedaży na TGE będą zawierane w formie porozumień, potwierdzających uzgodnione parametry, tj. ilość praw majątkowych, ich cenę, wartość transakcji oraz datę, w której nastąpi przeniesienie. Sposób określania należności został ustalony w umowie w oparciu o ilość praw majątkowych sprzedanych na TGE w poszczególnych okresach rozliczeniowych, dla których w danym roku umowa przewiduje ceny minimalne i maksymalne. Umowa przewiduje także minimalne ilości sprzedaży praw majątkowych. Niewykonanie zobowiązania w zakresie sprzedaży przez Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. lub zakupu przez ENEA praw majątkowych w ilościach określonych w umowie, uprawnia strony do żądania kar umownych obliczanych w sposób określony w umowie. Strony mogą rozwiązać umowę z zachowaniem 30-dniowego okresu wypowiedzenia w przypadkach określonych w umowie w tym, gdy jedna ze stron w sposób istotny naruszy postanowienia umowy i nie usunie naruszenia w terminie 30 dni. Umowa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2021 roku.

Umowy finansowe

Na dzień 30 września 2009 roku zadłużenie naszej Grupy z tytułu kredytów i pożyczek wynosiło 173,7 mln PLN, w tym 125,9 mln PLN stanowiły zobowiązania długoterminowe, a 47,8 mln PLN zobowiązania krótkoterminowe. Poniżej przedstawiamy opis istotnych umów kredytowych zawartych przez spółki naszej Grupy. Informacje na temat naszych pozostałych kredytów zostały zamieszczone w Rozdziale „*Przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektyw rozwoju*" – „*Zadłużenie*".

Umowy finansowe zawarte przez spółki naszej Grupy nie zawierają ograniczeń w zakresie wypłaty dywidendy, wymogów utrzymania wskaźników finansowych na określonym poziomie ani postanowień, które ograniczałyby zbywalność Akcji lub naszą działalność operacyjną.

Umowy kredytu z dnia 12 kwietnia 2007 roku zawarte pomiędzy Spółką a Bankiem Zachodnim WBK S.A.

Na podstawie umów bank udzielił Spółce dwóch kredytów obrotowych w rachunku bieżącym w łącznej wysokości 40 mln PLN, w celu finansowania bieżącej działalności Spółki. Spłata kredytów ma nastąpić w dniu 17 listopada 2011 roku. Zmienne oprocentowanie kredytów ustalane jest w oparciu o stopę WIBOR 1M powiększoną o marżę banku. Kredyty zabezpieczone są: (i) oświadczeniem Spółki o dobrowolnym poddaniu się egzekucji, oraz (ii) pełnomocnictwem do dysponowania rachunkami prowadzonymi dla Spółki przez Bank Zachodni WBK S.A. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego kredyty nie zostały uruchomione.

Umowy kredytu z dnia 12 kwietnia 2007 roku zawarte pomiędzy Spółką a Bankiem Pekao S.A.

Na podstawie umów bank udzielił Spółce dwóch kredytów obrotowych w rachunku bieżącym w łącznej wysokości 10 mln PLN, w celu finansowania bieżącej działalności. Spłata kredytów ma nastąpić w dniu 17 listopada 2011 roku Zmienne oprocentowanie kredytów ustalane jest w oparciu o stopę WIBOR 1M powiększoną o marżę banku. Kredyty zabezpieczone są: (i) pełnomocnictwem do dysponowania rachunkami prowadzonymi dla Spółki przez Bank Pekao S.A., oraz (ii) oświadczeniem Spółki o dobrowolnym poddaniu się egzekucji. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego kredyty nie zostały uruchomione.

Umowa kredytu obrotowego z dnia 25 kwietnia 2006 roku zawarta pomiędzy Spółką a PKO Bank Polski S.A.

Na podstawie umowy bank udzielił Spółce kredytu w wysokości 50 mln PLN, w celu finansowania bieżących zobowiązań wynikających z prowadzonej przez Spółkę działalności. Kredyt może być wykorzystywany w następujących formach: (i) jako kredyt odnawialny w rachunku bieżącym w kwocie 5 mln PLN, oraz (ii) jako odnawialna linia kredytowa w rachunku kredytowym w kwocie 45 mln PLN. Spłata kredytu ma nastąpić po upływie pięciu lat od pierwszego wykorzystania kredytu. Oprocentowanie kredytu ustalone jest w stosunku rocznym w oparciu o stopę WIBOR 1M powiększoną o marżę banku. Kredyt zabezpieczony jest: (i) oświadczeniem Spółki o dowolnym poddaniu się egzekucji, oraz (ii) pełnomocnictwem do rachunku prowadzonego dla Spółki przez Bank Zachodni WBK S.A. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego

kredyty nie zostały uruchomione.

Umowa kredytowa z dnia 20 grudnia 2000 roku zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice a Nordic Investment Bank S.A.

Na podstawie umowy bank udzielił Elektrowni Kozienice kredytu na kwotę 4.400.000 USD oraz 27.000.000 EUR na realizację projektu modernizacji bloku o mocy 500 MW i instalacji odsiarczania spalin. Kredyt ma zostać spłacony do dnia 26 listopada 2014 roku. Zmienna stopa oprocentowania będzie określana przez bank dla każdego okresu oprocentowania w wysokości równej sumie marży i stosowanej stopy, podawanej na stronie internetowej Telerate. Kredyt został zabezpieczony gwarancją Skarbu Państwa. Umowa o udzielenie gwarancji została zabezpieczona: (i) zastawem rejestrowym na środkach trwałych oraz cesją praw z polisy ubezpieczeniowej dotyczącej tych środków; (ii) szesnastoma wekslami własnymi in blanco; oraz (iii) pełnomocnictwem do rachunku bankowego; oraz (iv) oświadczeniem o dobrowolnym poddaniu się egzekucji. Na dzień 30 września 2009 roku zadłużenie z tytułu kredytu wynosiło 87,7 mln PLN.

Umowa o kredyt inwestycyjny i pomostowy z dnia 23 grudnia 1998 roku zawarta pomiędzy PKO Bank Polski S.A. a Elektrownią Kozienice

Na mocy umowy bank udzielił Elektrowni Kozienice kredytu inwestycyjnego na sfinansowanie modernizacji bloku nr 10 o mocy 500 MW w kwocie 218.450.900 PLN oraz kredytu pomostowego na finansowanie odsetek od kredytu. Kredyt inwestycyjny został udzielony na okres do 31 grudnia 2012 roku jako kredyt długoterminowy. Kredyt pomostowy był udzielony do dnia 31 grudnia 2000 roku Umowa przewiduje limity wykorzystania kredytu w okresach określonych w umowie. Zmienne opracowanie wykorzystanego kredytu inwestycyjnego ustalane jest w oparciu o stopę WIBOR 3M powiększoną o marżę banku. Kredyt inwestycyjny zabezpieczony jest: (i) zastawem rejestrowym na częściach składowych kredytowanego bloku; (ii) cesją praw z polisy ubezpieczeniowej w zakresie dotyczącym przedmiotu zastawu; (iii) oświadczeniem kredytobiorcy o dobrowolnym poddaniu się egzekucji świadczeń pieniężnych i wydania rzeczy; oraz (iv) pełnomocnictwem dla PKO Bank Polski S.A. do rachunku bankowego kredytobiorcy w Banku DnB NORD POLSKA S.A. Na dzień 30 września 2009 roku zadłużenie z tytułu kredytu wynosiło 59,2 mln PLN.

Umowa kredytu z dnia 30 maja 2008 roku zawarta pomiędzy ENEA Operator a Bankiem Pekao S.A.

Na podstawie umowy bank udzielił ENEA Operator kredytu obrotowego w rachunku bieżącym w wysokości 50 mln PLN w celu finansowania bieżącej działalności Spółki. Spłata kredytu ma nastąpić w dniu 30 maja 2011 roku. Zmienne oprocentowanie kredytu ustalone jest w oparciu o stopę WIBOR 1M powiększoną o marżę banku. Kredyt zabezpieczony jest: (i) oświadczeniem Spółki o dobrowolnym poddaniu się egzekucji, (ii) pełnomocnictwem do dysponowania rachunkiem bieżącym prowadzonym dla Spółki przez Bank Pekao S.A. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego kredyt nie jest wykorzystywany.

OSOBY ZARZĄDZAJĄCE I NADZORUJĄCE

Zarząd

Zarząd kieruje naszą działalnością oraz reprezentuje nas w relacjach z osobami trzecimi. Do składania oświadczeń w imieniu Spółki uprawnionych jest dwóch członków Zarządu działających razem lub jeden członek Zarządu działający łącznie z prokurentem. Uprawnienia, organizacja oraz zasady działania Zarządu określone są przez Statut, Regulamin Zarządu oraz Kodeks Spółek Handlowych („**KSH**"). Członkowie Zarządu są powoływani przez Radę Nadzorczą. Zarząd może się składać z trzech do ośmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza. Zgodnie z przepisami Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, jeżeli średnioroczne zatrudnienie w Spółce wynosi powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki. Członkowie Zarządu powoływani są na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata.

W dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego Zarząd składał się z pięciu członków. Poniższa tabela przedstawia podstawowe informacje na temat każdego członka Zarządu, w tym wiek i funkcje sprawowane w Spółce w dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego. Prezes Zarządu oraz pozostali członkowie Zarządu zostali powołani na wspólną trzyletnią kadencję, która upływa 28 czerwca 2010 roku. Mandaty członków Zarządu wygasną najpóźniej z dniem odbycia Walnego Zgromadzenia zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2009 rok. Adresem służbowym członków Zarządu jest: ul. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań.

Imię i nazwisko	Funkcja	Data powołania*	Wiek
Maciej Owczarek	Prezes Zarządu	1 czerwca 2009 r.	49
Sławomir Jankiewicz	Członek Zarządu ds. ekonomicznych	29 listopada 2008 r.	41
Piotr Koczorowski	Członek Zarządu ds. korporacyjnych	29 listopada 2008 r.	59
Marek Malinowski	Członek Zarządu ds. strategii i rozwoju	29 listopada 2008 r.	60
Tomasz Treider	Członek Zarządu ds. handlowych	1 sierpnia 2009 r.	42

** oznacza dzień, w którym członek Zarządu rozpoczął pełnienie swojej funkcji na rzecz spółki, a niekoniecznie datę podjęcia odpowiedniej uchwały Rady Nadzorczej.*

Z uwagi na stan zatrudnienia w Spółce (średniorocznie poniżej 500 pracowników), w dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego w skład Zarządu nie wchodziła osoba wybrana przez pracowników Spółki.

Zgodnie ze złożonymi nam przez nich oświadczeniami oraz z zastrzeżeniem poniższych postanowień, żaden z członków Zarządu:

(i) w okresie ostatnich pięciu lat nie został skazany wyrokiem za przestępstwo oszustwa;

(ii) w okresie poprzednich pięciu lat nie pełnił funkcji nadzorczych lub zarządzających w podmiotach, które znalazły się w stanie upadłości, likwidacji lub zarządu komisarycznego;

(iii) nie został formalnie oskarżony ani nie podlegał sankcji nałożonej przez organy państwowe, jak również inne organizacje (w tym organizacje zawodowe) w okresie ostatnich pięciu lat;

(iv) w okresie ostatnich pięciu lat nie został pozbawiony prawa pełnienia funkcji w organach zarządzających lub nadzorczych jakiegokolwiek emitenta, jak również nie został pozbawiony prawa uczestniczenia w zarządzaniu lub prowadzeniu spraw jakiegokolwiek emitenta; oraz

(v) nie posiadał akcji spółki publicznej uprawniających do wykonywania ponad 1% głosów na walnym zgromadzeniu lub stanowiących ponad 1% kapitału zakładowego takiej spółki.

Ponadto nie występują powiązania rodzinne pomiędzy osobami zarządzającymi i nadzorującymi w Spółce.

Maciej Owczarek, Prezes Zarządu

Maciej Owczarek przez wiele ostatnich lat związany był z Grupą Kapitałową Telekomunikacji Polskiej, gdzie pełnił m.in. funkcję Dyrektora Pionu Technicznej Obsługi Klienta TP S.A., Dyrektora Zarządzającego TP PubliTel, a także Prezesa Zarządu TP TELTECH Sp. z o.o. Wcześniej w latach 2001-2002 pełnił funkcję Dyrektora Generalnego w Yellowtel Polska Sp. z o.o., a w latach 1997-2002 Dyrektora Generalnego Intersport Polska. W 1996 roku pełnił funkcję Kierownika ds. Marketingu na Europę Centralną w Amoco Central Europe. W okresie od 1992 do 1995 zatrudniony był w Levi Strauss Poland Sp. z o.o. m.in. jako Dyrektor ds. Marketingu oraz Dyrektor ds. Sprzedaży.

Maciej Owczarek ukończył Politechnikę Warszawską. Posiada również tytuł MBA przyznany przez Uniwersytet Warszawski wraz z University of lllinois.

Sławomir Jankiewicz, członek Zarządu ds. ekonomicznych

Sławomir Jankiewicz jest związany z ośrodkami naukowymi w Polsce (tj. Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu, Wyższa Szkoła Zarządzania i Bankowości w Poznaniu, Wyższa Szkoła Komunikacji i Zarządzania w Poznaniu, Uniwersytet Rolniczy w Poznaniu), gdzie prowadzi badania naukowe oraz jest wykładowcą i kierownikiem Studium Podyplomowego Strategia i Planowanie Biznesu na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu. Ponadto, pracował i współpracował jako konsultant m.in. z WBK S.A. Polsko-Amerykańskim Instytutem Przedsiębiorczości, Urzędem Wojewódzkim w Zielonej Górze, Urzędem Marszałkowskim Województwa Wielkopolskiego, Urzędem Miasta Poznania, BKB „Perspektywa" S.A. w Poznaniu oraz WZM S.A. w Poznaniu.

Sławomir Jankiewicz w 1993 r. ukończył Akademię Ekonomiczną w Poznaniu, uzyskując tytuł magistra ekonomii. Ponadto, w 2001 r. uzyskał tytuł doktora ekonomii na Akademii Ekonomicznej w Poznaniu.

Piotr Koczorowski, członek Zarządu ds. korporacyjnych

Piotr Koczorowski pracował w Spółce na stanowisku Dyrektora Departamentu Korporacyjnego (2007-2008). Ponadto, pełnił przez wiele lat funkcje w administracji państwowej – był Dyrektorem Wydziału Działalności Gospodarczej w Urzędzie Wojewódzkim w Poznaniu, Dyrektorem Delegatury Ministerstwa Skarbu Państwa w Poznaniu, Podsekretarzem Stanu oraz doradcą Ministra w Ministerstwie Skarbu Państwa.

Piotr Koczorowski w 1975 r. ukończył Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, uzyskując tytuł magistra administracji. W 1995 r. ukończył także Podyplomowe Studium Finansów i Rachunkowości w Akademii Ekonomicznej w Poznaniu. Piotr Koczorowski uzyskał również uprawnienia do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa, do sprawowania zarządów komisarycznych podmiotów gospodarczych oraz uprawnienia syndyka w postępowaniu upadłościowym.

Marek Malinowski, członek Zarządu ds. strategii i rozwoju

Marek Malinowski pełnił między innymi funkcję prezesa zarządu Zakładu Energetycznego Bydgoszcz S.A. (2002), członka pierwszego Zarządu Spółki (2003-2004) oraz Doradcy Prezesa Zarządu Spółki.

Marek Malinowski w 1972 r. ukończył Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, uzyskując tytuł magistra prawa. Ponadto, w 1978 r. ukończył podyplomowe studia dziennikarskie na Uniwersytecie Warszawskim. W celu podnoszenia swoich kwalifikacji zawodowych brał również udział w licznych kursach doszkalających.

Tomasz Treider, członek Zarządu ds. handlowych

Tomasz Treider posiada duże doświadczenie zawodowe, nabyte m.in. w międzynarodowych koncernach - SAS Institute Poland (Dyrektor Sprzedaży w sektorze Industry i Public), Deloitte Central Europe (Business Developer & Senior Consultant), Ernst & Young Audit Sp. z o.o. (Business Developer), Alcatel Polska S.A. (Account Manager), DGT Sp. z o.o. (Central and Eastern Europe Sales Director), Lucent Technologies Poland S.A. (Account Manager), Siemens Sp. z o.o. (Sales Representative).

Tomasz Treider ukończył w 1992 r. elektronikę na Politechnice Gdańskiej, a w 2003 r. Warsaw Business School na Politechnice Warszawskiej.

Funkcje pełnione przez członków Zarządu w innych spółkach

Poniżej przedstawiono informacje na temat innych spółek kapitałowych i osobowych, w których w okresie ostatnich pięciu lat członkowie Zarządu: (i) pełnili funkcje w organach zarządzających lub nadzorczych, (ii) posiadali akcje/udziały, (iii) byli wspólnikami.

Imię i nazwisko	Spółka	Pełniona funkcja	Czy funkcja jest pełniona obecnie?
Maciej Owczarek	TP Teltech Sp. z o.o.	Prezes Zarządu	Nie
	Zielona Apteka Sp. z o.o.*	Prezes Zarządu	Nie
	Zielona Apteka Sp. z o.o.*	Wspólnik	Nie
	Elektrownia Kozienice**	Przewodniczący rady nadzorczej	Tak
	Kozienice II Sp. z o.o.**	Zastępca przewodniczącego rady nadzorczej	Tak
Sławomir Jankiewicz	Kozienice II Sp. z o.o.**	Przewodniczący rady nadzorczej	Tak
	Elektrownia Kozienice**	Wiceprzewodniczący rady nadzorczej	Tak
	WZM S.A.	Wiceprzewodniczący rady nadzorczej	Nie
Piotr Koczorowski	Elektrownie Wodne**	Przewodniczący rady nadzorczej	Tak
	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. we Wrocławiu	Przewodniczący rady nadzorczej	Tak
	Elektrownia Kozienice**	Członek rady nadzorczej	Nie
	Jedynka Projekt S.A.	Członek rady nadzorczej	Nie
Marek Malinowski	ENEA Operator**	Przewodniczący rady nadzorczej	Tak
	EC Białystok	Członek rady nadzorczej	Tak
	Energo Partner**	Przewodniczący (poprzednio członek) rady nadzorczej	Nie
	PUE Bydgoszcz S.A.**	Przewodniczący rady nadzorczej	Nie
Tomasz Treider	Elektrownia Kozienice**	Członek rady nadzorczej	Tak
	ENEA Operator**	Członek rady nadzorczej	Tak
	NETIA S.A.	Akcjonariusz	Nie

** Maciej Owczarek był wspólnikiem i prezesem zarządu spółki Zielona Apteka Sp. z o.o. do czasu zakończenia w 2008 roku postępowania upadłościowego spółki*

*** spółki z Grupy*

Transakcje z członkami Zarządu

Członkowie Zarządu zawarli ze Spółką umowy o zakazie konkurencji, które obowiązują również przez okres sześciu miesięcy po zakończeniu stosunku pracy.

Z wyjątkiem tych umów oraz umów opisanych w Rozdziale *„Transakcje z podmiotami powiązanymi" - „Umowy pomiędzy spółkami Grupy a członkami władz Spółki"* oraz umów opisanych powyżej, zgodnie z treścią oświadczeń złożonych Spółce przez członków Zarządu, na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego nie istnieją inne umowy pomiędzy członkami Zarządu a Spółką określające, że z chwilą rozwiązania stosunku pracy pomiędzy członkami Zarządu a Spółką lub jej podmiotami zależnymi członkom Zarządu zostanie wypłacone określone wynagrodzenie. Ponadto, na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego, nie istnieją żadne inne umowy pomiędzy członkami Zarządu a Spółką lub jej podmiotami zależnymi.

Konflikt interesów

Z wyjątkiem konfliktu interesów opisanego poniżej, zgodnie z treścią oświadczeń złożonych Spółce przez wszystkich członków Zarządu, nie istnieje konflikt interesów pomiędzy żadnymi członkami Zarządu a Spółką.

Ponadto zgodnie z treścią oświadczeń złożonych Spółce przez wszystkich członków Zarządu nie istnieją umowy ani porozumienia z głównymi akcjonariuszami, klientami, dostawcami ani innymi osobami, na podstawie których członkowie Zarządu zostali powołani na sprawowane obecnie stanowiska.

Rada Nadzorcza

Uprawnienia, organizacja oraz zasady działania Rady Nadzorczej określone są przez KSH, Statut oraz Regulamin Rady Nadzorczej. Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszystkich dziedzinach jej działalności. Do szczególnych obowiązków Rady Nadzorczej należy: (i) powoływanie i odwoływanie członków Zarządu (z członkami Zarządu wyznaczonymi przez pracowników włącznie) oraz ustalanie ich wynagrodzenia; (ii) ocena sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami i dokumentami, jak i ze stanem faktycznym; (iii) ocena wniosków Zarządu dotyczących podziału zysku albo pokrycia straty, a także (iv) składanie Walnemu Zgromadzeniu corocznego pisemnego sprawozdania. Ponadto, zgodnie z §20 ust. 2 i 3

Statut, do kompetencji Rady Nadzorczej należy, między innymi: (i) wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego Spółki, (ii) wyrażanie zgody na zawarcie istotnych umów z Podmiotami Powiązanymi, (iii) zatwierdzanie strategicznych planów wieloletnich Spółki oraz (iv) zatwierdzanie określonych decyzji Zarządu lub zawieranie transakcji skutkujących zaciągnięciem zobowiązań przekraczających kwotę 5.000.000 EUR. Rada Nadzorcza składa się z sześciu do piętnastu członków wybieranych przez: (i) Walne Zgromadzenie, (ii) pracowników Spółki – w zakresie przyznanym pracownikom przez przepisy Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji (pracownicy mogą wybrać dwóch, trzech albo czterech członków Rady Nadzorczej, w przypadku, gdy, odpowiednio, Rada Nadzorcza liczy do sześciu, od siedmiu do dziesięciu albo powyżej jedenastu członków), oraz (iii) Skarb Państwa - Skarb Państwa ma prawo do powoływania jednego członka Rady Nadzorczej. Liczbę członków Rady Nadzorczej określa Walne Zgromadzenie. Zgodnie ze Statutem, począwszy od upływu jednego miesiąca od dnia pierwszego notowania Akcji na GPW co najmniej jeden członek Rady Nadzorczej powinien: (i) spełniać warunki niezależności; (ii) zostać wybrany przez Walne Zgromadzenie w odrębnym głosowaniu; oraz (iii) nie być pracownikiem Spółki lub jej jednostek zależnych lub stowarzyszonych. Członek Rady Nadzorczej, o którym mowa w zdaniu poprzednim, wybierany jest przez Walne Zgromadzenie w odrębnym głosowaniu. Każdy akcjonariusz Spółki, obecny na Walnym Zgromadzeniu Spółki, którego przedmiotem jest wybór niezależnego członka Rady Nadzorczej, reprezentujący na tym zgromadzeniu co najmniej 1% ogólnej liczby głosów reprezentowanych na danym Walnym Zgromadzeniu, ma prawo zgłoszenia jednego kandydata na takiego członka Rady Nadzorczej. W przypadku braku zgłoszeń kandydatów na niezależnych członków Rady Nadzorczej, kandydatów na takich członków zgłasza Rada Nadzorcza i poddaje je pod głosowanie Walnego Zgromadzenia.

Zgodnie z Regulaminem Rady Nadzorczej z dnia 15 grudnia 2009 roku Rada Nadzorcza powołuje komitety do wykonywania szczególnych zadań nadzorczych w Spółce, tzn. Komitet ds. Audytu i Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń. W skład komitetu wchodzi co najmniej trzech członków, z przewodniczącym włącznie. Przynajmniej jeden członek komitetu musi spełniać kryteria niezależności zgodnie z Zaleceniem Komisji z dnia 15 lutego 2005 roku dotyczącym roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej) (2005/162/WE).

Krótki opis komisji w Radzie Nadzorczej, o których powołaniu stanowi Regulamin Rady Nadzorczej, został przedstawiony poniżej. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego ustanowiono Komitet ds. Audytu i Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń.

Komitet ds. Audytu

W skład Komitetu ds. Audytu wchodzi pięciu członków Rady Nadzorczej – Graham Wood, Piotr Begier, Paweł Balcerowski, Wojciech Chmielewski oraz Michał Kowalewski. Zadaniem Komitetu ds. Audytu jest doradzanie Radzie Nadzorczej w zakresie wewnętrznej polityki i procedur budżetowych przyjętych przez Spółkę oraz ich kontrola, jak również doradztwo w zakresie kontaktów Spółki z biegłym rewidentem.

Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń

W skład Komitetu ds. Nominacji i Wynagrodzeń wchodzi pięciu członków Rady Nadzorczej - Wiesław Pawliotti, Tadeusz Dachowski, Marian Janas, Michał Łagoda i Mieczysław Pluciński. Zadaniem Komitetu ds. Nominacji i Wynagrodzeń jest wspomaganie realizacji celów strategicznych Spółki poprzez przedstawianie Radzie Nadzorczej opinii i wniosków dotyczących struktury zatrudnienia oraz wynagradzania kadry Spółki, w tym w szczególności kadry kierowniczej.

W dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego Rada Nadzorcza składała się z dziesięciu członków. Poniższa tabela przedstawia podstawowe informacje na temat każdego członka Rady Nadzorczej, w tym wiek i funkcje sprawowane w Spółce, w dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego. Członkowie Rady Nadzorczej zostali powołani na wspólną trzyletnią kadencję, która upływa w czerwcu 2012 roku. Mandaty członków Rady Nadzorczej wygasną najpóźniej z dniem odbycia Walnego Zgromadzenia zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za 2011 rok.

Poniżej przedstawiono informacje na temat członków Rady Nadzorczej.

Imię i nazwisko	Funkcja	Data powołania	Wiek
Michał Łagoda	Przewodniczący Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	59
Tadeusz Dachowski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	59
Piotr Begier	Sekretarz Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	64
Paweł Balcerowski	Członek Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	54
Wojciech Chmielewski	Członek Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	40

Imię i nazwisko	Funkcja	Data powołania	Wiek
Marian Janas	Członek Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	48
Michał Kowalewski	Członek Rady Nadzorczej	17 września 2009 r.	35
Wiesław Pawliotti	Członek Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	61
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	57
Graham Wood	Członek Rady Nadzorczej	30 czerwca 2009 r.	58

Zgodnie ze złożonymi Spółce oświadczeniami oraz z zastrzeżeniem poniższych postanowień, żaden z członków Rady Nadzorczej:

- w okresie ostatnich pięciu lat nie został skazany wyrokiem za przestępstwo oszustwa;
- w okresie co najmniej poprzednich pięciu lat nie pełnił funkcji nadzorczych lub zarządzających w podmiotach, które znalazły się w stanie upadłości, likwidacji lub zarządu komisarycznego;
- nie został formalnie oskarżony lub nie podlegał sankcji nałożonej przez organy państwowe, jak również inne organizacje (w tym organizacje zawodowe);
- w okresie ostatnich pięciu lat nie został pozbawiony prawa pełnienia funkcji w organach zarządzających lub nadzorczych jakiegokolwiek emitenta ani odwołany z takich funkcji; oraz
- nie posiadał akcji spółki publicznej uprawniających do wykonywania ponad 1% głosów na walnym zgromadzeniu lub stanowiących ponad 1% kapitału zakładowego takiej spółki.

Nie występują także powiązania rodzinne pomiędzy osobami zarządzającymi i nadzorującymi naszej Spółki.

Michał Łagoda — Przewodniczący Rady Nadzorczej

Michał Łagoda jest obecnie radcą prawnym w Tarnowskiej Gospodarce Komunalnej TP-KOM Sp. z o.o. i Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa – Wielkopolskiego Oddziału Regionalnego. Pracował również na stanowisku Dyrektora Wydziału w Wielkopolskim Urzędzie Wojewódzkim oraz jako radca prawny w Zakładach Remontowych Energetyki Poznań (1986-1993) i w Areszcie Śledczym w Poznaniu (1999-2005).

Michał Łagoda w 1973 r. ukończył Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, uzyskując tytuł magistra prawa. W 1979 r. ukończył aplikację radcowską przy Państwowym Arbitrażu Gospodarczym, a w 1995 r. kurs dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa (organizowany przez Fundację Przekształceń Własnościowych Rynku Kapitałowego pod auspicjami Ministerstwa Przekształceń Własnościowych).

Adres służbowy Michała Łagody to Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa – Wielkopolski Oddział Regionalny, ul. Strzeszyńska 36, 60-479 Poznań, Polska.

Tadeusz Dachowski — Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej (wybrany przez pracowników)

Tadeusz Dachowski posiada duże doświadczenie w energetyce zawodowej oraz jako członek rad nadzorczych w przedsiębiorstwach energetycznych. Od 1968 r. jest związany z energetyką. Od 1978 r. pełni funkcję Kierownika Rejonowej Dyspozycji Ruchu w Rejonie Energetycznym Mogilno. Jest współtwórcą Ponadzakładowego Układu Zbiorowego dla Pracowników Energetyki i szeregu innych dokumentów opartych na prawie pracy stosowanych w energetyce, jak również uczestnikiem w pracach komisji sejmowych dotyczących energetyki polskiej i programów restrukturyzacji energetyki.

Tadeusz Dachowski w 2002 r. ukończył Wyższą Szkołę Handlu i Usług w Poznaniu, a w 2005 r. Politechnikę Poznańską. Ponadto, od 1997 r. posiada uprawnienia do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa.

Adres służbowy Tadeusza Dachowskiego to Rejon Dystrybucji Mogilno, ul. Obrońców Mogilna 5, 88-300 Mogilno, Polska.

Piotr Begier— członek Rady Nadzorczej

Piotr Begier ma duże doświadczenie zawodowe w zakresie elektroenergetyki oraz doświadczenie w pracy rad nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa. Brał udział w wielu przedsięwzięciach spółek sektora dystrybucji energii elektrycznej w obszarze zagadnień prawnych i rynku energii elektrycznej. Od 1994 r. jest związany z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

Piotr Begier w 1971 r. ukończył Politechnikę Poznańską, uzyskując tytuł magistra inżyniera elektryka. Ukończył również kursy doszkalające z zakresu zarządzania (w Polskim Towarzystwie Ekonomicznym) oraz rynku energii (w Instytucie Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii). Od 1997 r. posiada również uprawnienia do zasiadania w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa.

Adres służbowy Piotra Begiera to Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, Polska.

Paweł Balcerowski — członek Rady Nadzorczej (wybrany przez pracowników)

Paweł Balcerowski posiada wieloletnie doświadczenie związane z pracą w energetyce zawodowej - od 1981 r. jest nieprzerwanie związany z branżą elektroenergetyczną (Zakład Energetyczny Poznań, Energetyka Poznańska S.A., ENEA Operator).

Paweł Balcerowski w 2006 r. ukończył Wydział Górnictwa i Geologii Politechniki Śląskiej na kierunku zarządzania i inżynierii produkcji w zakresie techniki i organizacji bhp.

Adres służbowy Pawła Balcerowskiego to ENEA S.A., ul. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań, Polska.

Wojciech Chmielewski — członek Rady Nadzorczej

Wojciech Chmielewski od 2000 r. jest zatrudniony w Ministerstwie Skarbu Państwa, w tym od 2008 r. na stanowisku zastępcy dyrektora Departamentu Nadzoru Właścicielskiego i Prywatyzacji III. Ponadto, Wojciech Chmielewski zasiadał w radach nadzorczych wielu spółek, m.in. w Agencji Rozwoju Przemysłu S.A., Mostostal Wrocław S.A. oraz Koniecpolskich Zakładach Płyt Pilśniowych S.A.

Wojciech Chmielewski w 1995 r. ukończył filologię polską, a w 1998 r. politologię na Uniwersytecie Wrocławskim. Jest również absolwentem Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie (2000). Ponadto, Wojciech Chmielewski ukończył studia podyplomowe „Polityki Publiczne w Europie" na Uniwersytecie Strasbourg III, Studium Integracji Europejskiej (organizowane przez Krajową Szkołę Administracji Publicznej i Ecole Nationale d'Administration w Paryżu) oraz kurs na kandydatów na członków rad nadzorczych spółek prawa handlowego.

Adres służbowy Wojciecha Chmielewskiego to Ministerstwo Skarbu Państwa, ul. Krucza 36 / Wspólna 6, 00-522 Warszawa, Polska.

Marian Janas — członek Rady Nadzorczej

Marian Janas od 2001 r. jest przewodniczącym komisji rewizyjnej Krajowego Forum Dyrektorów Zakładów Oczyszczania Miast. Marian Janas zasiadał również w radach nadzorczych i zarządach wielu spółek, m.in. w Zakładzie Oczyszczania i Gospodarki Odpadami „MZO" S.A. w Ostrowie Wielkopolskim oraz Przedsiębiorstwie Usług Komunalnych Sp. z o.o. w Gorzycach Wielkich. W latach 2003-2007 był również członkiem zarządu Krajowej Izby Gospodarki Odpadami.

Marian Janas w 1986 r. ukończył Wydział Mechaniczny Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Zielonej Górze, uzyskując tytuł magistra inżyniera. Ponadto, ukończył studia podyplomowe w zakresie zarządzania systemami przemysłowymi (Politechnika Zielonogórska) oraz podatków (Wyższa Szkoła Bankowa w Poznaniu).

Adres służbowy Mariana Janasa to SITA Polska Sp. z o.o., ul. Zawodzie 5, 02-981 Warszawa, Polska.

Michał Kowalewski – członek Rady Nadzorczej

Michał Kowalewski jest zatrudniony w Departamencie Mienia Skarbu Państwa w Ministerstwie Skarbu Państwa. Posiada ponad 13-letnie doświadczenie zawodowe na stanowiskach kierowniczych i projektowych zdobyte w spółkach prawa handlowego i innych organizacjach gospodarczych, gdzie pełnił m.in. obowiązki dyrektora operacyjnego oraz zajmował inne stanowiska kierownicze. Jest również wykładowcą Wyższej Szkoły Finansów i Zarządzania w Siedlcach. Ponadto, jest pełnomocnikiem wspólnika spółki GASTROPOL Sp. z o.o. w Olsztynie.

Michał Kowalewski w 2007 r. ukończył Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, uzyskując tytuł magistra prawa. Ponadto, od 2007 r. jest doktorantem Kolegium Nauk o Przedsiębiorstwie w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, a od 2010 r. aplikantem radcowskim w Okręgowej Izbie Radców Prawnych w Warszawie. W ramach podnoszenia swoich kwalifikacji zawodowych ukończył również kursy doszkalające z zakresu audytu.

Adres służbowy Michała Kowalewskiego to Ministerstwo Skarbu Państwa, ul. Krucza 36 / Wspólna 6, 00-522 Warszawa, Polska.

Wiesław Pawliotti — członek Rady Nadzorczej

Wiesław Pawliotti jest zatrudniony w Ministerstwie Gospodarki, gdzie zajmuje się opiniowaniem projektów regulacji prawnych w zakresie ochrony środowiska w elektroenergetyce i ciepłownictwie. W latach 1992-1995 pełnił funkcję wicedyrektora Departamentu w Ministerstwie Przemysłu i Handlu odpowiedzialnego za energetykę. Uczestniczył również przy wdrożeniach prac naukowo-badawczych w elektrowniach Adamów, Siekierki oraz Dolna Odra. Wiesław Pawliotti pełnił także funkcje przewodniczącego rady nadzorczej w Krajowej Agencji Poszanowania Energii S.A. (1991-2002) oraz w Zakładzie Energetycznym S.A. w Olsztynie (2001-2002) oraz członka rady nadzorczej w Pomorskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. w Gdańsku (2003-2006).

Wiesław Pawliotti posiada wykształcenie wyższe. W 1973 r. ukończył Politechnikę Warszawską, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, specjalność: maszyny i urządzenia energetyczne. Ponadto, zdał egzamin dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa oraz ukończył kursy w przedmiocie uzdrawiania gospodarki przedsiębiorstwa państwowego zagrożonego upadłością oraz przygotowania i oceny projektów inwestycyjnych.

Adres służbowy Wiesława Pawliottiego to Ministerstwo Gospodarki, Pl. Trzech Krzyży 3/5, 00-507 Warszawa, Polska.

Mieczysław Pluciński — członek Rady Nadzorczej (wybrany przez pracowników)

Mieczysław Pluciński posiada duże doświadczenie związane z wykonywaniem funkcji członka rady nadzorczej w spółkach Skarbu Państwa, samorządowych i prywatnych - był członkiem rady nadzorczej Zakładu Energetycznego Gorzów S.A., a także przewodniczącym rady nadzorczej PEC Sp. z o.o. w Dębnie. Posiada szeroka wiedzę dotyczącą funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych – przez całą karierę zawodową jest związany z energetyką zawodową – pracował w Zespole Elektrowni Szczecin na stanowisku montera, jako brygadzista w Zakładzie Energetycznym Szczecin, a od lipca 1981 r. pracuje jako dyspozytor Rejonowej Dyspozycji Mocy, początkowo Zakładu Energetycznego Gorzów, a obecnie ENEA Operator Oddział Dystrybucji Gorzów Wlkp. Rejon Dystrybucji Dębno.

Mieczysław Pluciński ukończył w 1972 r. Technikum Mechaniczno-Energetyczne w Szczecinie, uzyskując tytuł technika elektronika.

Adres służbowy Mieczysława Plucińskiego to Rejon Dystrybucji Dębno, ul. Gorzowska 3, 74-400 Dębno, Polska.

Graham Wood — członek Rady Nadzorczej (członek niezależny)

Graham Wood posiada 37-letnie doświadczenie zawodowe w europejskich przedsiębiorstwach sektora energetycznego (energia i gaz), obejmujących zarówno wytwórstwo, jak i dystrybucję energii. Pracował m.in. w zespole odpowiedzialnym za prywatyzację brytyjskiego sektora energetycznego. Zdobył szerokie międzynarodowe doświadczenie w Europie, Stanach Zjednoczonych, Dalekim Wschodzie i Australii. Graham Wood był Dyrektorem Departamentu ds. Finansów Przedsiębiorstwa w E.ON AG, w Dusseldorfie oraz pełnił funkcję Group Treasurer w Powergen plc. w Londynie. Ponadto, jest akcjonariuszem spółek angielskich i niemieckich.

Graham Wood ukończył w 1972 r. Reading University. Ponadto, jest członkiem Association of Certified Accountants oraz Association of Corporate Treasurers.

Adres służbowy Grahama Wooda to The Old Gates, West Common, Harpenden, Herts UK, AL5 2JW, Wielka Brytania.

Funkcje pełnione przez członków Rady Nadzorczej w innych spółkach

Poniżej przedstawiono informacje na temat innych spółek kapitałowych i osobowych, w których w okresie ostatnich pięciu lat członkowie Rady Nadzorczej: (i) pełnili funkcje w organach zarządzających i nadzorczych, (ii) posiadali akcje/udziały, (iii) byli wspólnikami.

Michał Łagoda	Centrum Obsługi Biznesu Sp. z o.o.	Członek rady nadzorczej	Tak
	Wielkopolska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości Sp. z o.o.	Przewodniczący rady nadzorczej	Nie
Piotr Begier	Agencja Rynku Energii S.A.	Członek rady nadzorczej	Nie
Paweł Balcerowski	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Biuro-Serwis Sp. z o.o.	Członek rady nadzorczej	Nie
Wojciech Chmielewski	Stocznia Gdynia S.A.	Przewodniczący rady nadzorczej	Tak
	Agencja Rozwoju Przemysłu S.A.	Wiceprzewodniczący rady nadzorczej	Nie
	PKS Przemyśl sp. z o.o.	Członek rady nadzorczej	Nie
	Dragmor Sp. z o.o.	Członek rady nadzorczej	Nie
	Mostostal Wrocław S.A.	Członek rady nadzorczej	Nie
	Koniecpolskie Zakłady Płyt Pilśniowych S.A.	Członek rady nadzorczej	Nie
Marian Janas	SITA PROJEKT Sp. z o.o.	Wspólnik	Tak
	SITA POLSKA Sp. z o.o.	Członek zarządu	Tak
	REKOM Sp. z o.o.	Prezes zarządu	Tak
	WYBUD Sp. z o.o.	Likwidator (poprzednio członek zarządu)	Tak
	JANTRA Sp. z o.o.	Członek rady nadzorczej	Tak
	ZGO „RYMAŃ" Sp. z o.o.	Prezes zarządu	Nie
	Zakład Oczyszczania i Gospodarki Odpadami „MZO" S.A. w Ostrowie Wielkopolskim	Akcjonariusz	Nie
	Zakład Oczyszczania i Gospodarki Odpadami „MZO" S.A. w Ostrowie Wielkopolskim	Prezes zarządu	Nie
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych Sp. z o.o. w Gorzycach Wielkich	Przewodniczący rady nadzorczej	Nie
Wiesław Pawliotti	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Członek rady nadzorczej	Nie
Mieczysław Pluciński	Przedsiębiorstwo Wodociągów Sp. z o.o. w Myśliborzu	Przewodniczący rady nadzorczej	Tak
	PEC Sp. z o.o. w Dębnie	Przewodniczący rady nadzorczej	Nie
Graham Wood	West Herts College (Wielka Brytania)	Członek rady dyrektorów	Tak
	Freenergy A.S. (Estonia)	Członek rady nadzorczej	Tak
	Fidelia Corporation (USA)	Przewodniczący, Członek rady dyrektorów	Nie
	E.ON US Corp. (USA)	Przewodniczący, Członek rady dyrektorów	Nie
	E.ON UK Holding Co. Ltd. (Wielka Brytania)	Przewodniczący, Członek rady dyrektorów	Nie
	E.ON International Finance (Holandia)	Przewodniczący, Członek rady dyrektorów	Nie

Transakcje z członkami Rady Nadzorczej

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego, poza umowami opisanymi w Rozdziale „*Transakcje z podmiotami powiązanymi*" - „*Umowy pomiędzy spółkami Grupy a członkami władz Spółki*", zgodnie z treścią oświadczeń złożonych przez członków Rady Nadzorczej, nie zostały zawarte żadne inne umowy pomiędzy członkami Rady Nadzorczej a Spółką.

Konflikt interesów

Zgodnie z przekazanymi oświadczeniami każdego z członków Rady Nadzorczej, nie istnieje żaden konflikt interesów ani umowy zawarte między nimi a Spółką.

Zgodnie z przekazanymi oświadczeniami każdego z członków Rady Nadzorczej, nie istnieją żadne umowy lub porozumienia ze znaczącymi akcjonariuszami, klientami lub innymi osobami, na mocy których osoby te zostały wybrane na ich obecne funkcje.

Wynagrodzenia

Zarząd

Wynagrodzenie członków Zarządu ustalane jest zgodnie z Ustawą Kominową. Zgodnie z Ustawą Kominową maksymalna wysokość wynagrodzenia miesięcznego osób zatrudnionych w jednoosobowych spółkach prawa handlowego utworzonych przez Skarb Państwa nie może przekroczyć sześciokrotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw, bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa GUS. Ponadto członkom Zarządu może być przyznana nagroda roczna na umotywowany wniosek Rady Nadzorczej w wysokości nieprzekraczającej 3-krotności przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego pracownika osiągniętego w roku poprzedzającym przyznanie nagrody oraz inne świadczenia wynikające z ZUZP. ZUZP nie obejmuje natomiast zasad wynagradzania członków Zarządu oraz członków Rady Nadzorczej, za wyjątkiem tych członków Rady Nadzorczej, którzy są pracownikami.

Członkom Zarządu przysługuje odprawa w wysokości 3-krotności wynagrodzenia miesięcznego w razie odwołania lub rozwiązania stosunku pracy, zgodnie z ich warunkami. Poszczególne umowy o pracę przewidują szczegółowe warunki nabycia prawa do odprawy.

Z członkami Zarządu podpisano umowy o zakazie konkurencji na czas obowiązywania umowy o pracę oraz na okres 6 miesięcy od dnia zakończenia stosunku pracy. W okresie obowiązywania zakazu konkurencji członkom Zarządu przysługuje odszkodowanie w wysokości miesięcznego wynagrodzenia otrzymanego za ostatni pełny miesiąc przed ustaniem stosunku pracy.

Poniższa tabela przedstawia wysokość wynagrodzenia członków Zarządu za 2009 rok (obecnych oraz pełniących funkcje w 2009 r.).

Imię i nazwisko	Funkcja	Wysokość wynagrodzenia wypłacanego przez Spółkę z tytułu pełnienia funkcji członka zarządu ENEA	Wysokość wynagrodzenia z tytułu pełnienia funkcji w radach nadzorczych spółek zależnych ENEA
		(PLN)	*(PLN)*
Maciej Owczarek	Prezes Zarządu	138.264	36.606
Sławomir Jankiewicz	Członek Zarządu	255.688	41.564
Piotr Koczorowski	Członek Zarządu	249.946	28.439
Marek Malinowski	Członek Zarządu	281.101	39.837
Tomasz Treider	Członek Zarządu	97.754	23.128
Paweł Mortas	Prezes Zarządu	260.164*	9.424
Czesław Koltermann	Członek Zarządu	155.601	39.948
Marek Hermach	Członek Zarządu	254.754*	9.959

** - łącznie z odszkodowaniem z tytułu umowy o zakazie konkurencji*

Rada Nadzorcza

Wynagrodzenie członków Rady Nadzorczej ustalone jest na podstawie oświadczenia Ministra Skarbu Państwa z dnia 20 czerwca 2000 r. w sprawie ustalenia wynagrodzenia członków rad nadzorczych w jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa i jest równe wysokości jednego przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw, bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Poniższa tabela przedstawia wysokość wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej za 2009 rok (obecnych oraz pełniących funkcje w 2009 r.)

Imię i nazwisko	Funkcja	Wynagrodzenie
		(PLN)
Michał Łagoda	Przewodniczący Rady Nadzorczej	39.837
Tadeusz Dachowski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	39.837
Piotr Begier	Sekretarz Rady Nadzorczej	39.837
Paweł Balcerowski	Członek Rady Nadzorczej	19.919
Wojciech Chmielewski	Członek Rady Nadzorczej	33.672
Marian Janas	Członek Rady Nadzorczej	39.837
Andrzej Łopuszko	Członek Rady Nadzorczej	19.919
Wiesław Pawliotti	Członek Rady Nadzorczej	39.837

Imię i nazwisko	Funkcja	Wynagrodzenie
		(PLN)
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej	39.837
Graham Wood	Członek Rady Nadzorczej	33.672
Marzena Gajda	Członek Rady Nadzorczej	6.284
Marcin Bruszewski	Członek Rady Nadzorczej	0
Michał Kowalewski	Członek Rady Nadzorczej	11.509

Świadczenia wypłacane w związku z rozwiązaniem stosunku pracy

Członkowie Zarządu w razie rozwiązania stosunku pracy mogą otrzymać odprawę w wysokości nieprzekraczającej trzykrotności miesięcznego wynagrodzenia.

Ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej

Od dnia objęcia funkcji członkowie Zarządu oraz, odpowiednio, Rady Nadzorczej i prokurenci ENEA objęci są ubezpieczeniem od odpowiedzialności cywilnej w ramach umowy zawartej przez ENEA z Towarzystwem Ubezpieczeń Allianz Polska S.A. oraz ACE European Group Ltd Polska S.A. jako koasekuratorem. Umowa została zawarta na okres 12 miesięcy i obowiązuje do dnia 30 czerwca 2010 roku. W ramach przedmiotowej umowy, w granicach odpowiedzialności odszkodowawczej z niej wynikającej, ubezpieczyciele objęli ochroną ubezpieczeniową szkody wyrządzone przez osoby ubezpieczone Spółce lub osobom trzecim w związku z wykonywaniem powierzonych im obowiązków, za które osoby ubezpieczone ponoszą odpowiedzialność cywilną zgodnie z przepisami KSH, Statutem lub regulaminami obowiązującymi w ENEA, jak również zgodnie z innymi przepisami regulującymi odpowiedzialność członków władz spółki kapitałowej (z wyłączeniem szkód powstałych w związku z prywatyzacją Spółki). Łączna suma gwarancyjna ubezpieczenia na wszystkich ubezpieczonych wynosi 100.000.000 PLN, przy czym wprowadzono określone limity.

Posiadane Akcje i inne prawa uprawniające do Akcji

Spośród członków Zarządu i Rady Nadzorczej Akcje posiada Tadeusz Dachowski (300 Akcji).

Spośród bliskich członków rodzin członków Zarządu i Rady Nadzorczej, Akcje posiada żona Piotra Koczorowskiego (948 Akcji).

Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW

Obowiązujące obecnie zasady ładu korporacyjnego zawarte zostały w dokumencie „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW", które obowiązują od 1 stycznia 2008 r. („**Dobre Praktyki**"). Dobre Praktyki zawierają rekomendacje i procedury dla organów spółek publicznych i ich akcjonariuszy. Obecna konstrukcja tych przepisów opiera się na zasadzie „przestrzegaj", będącej kontynuacją zasady „przestrzegaj albo wyjaśniaj". Nowy sposób podejścia GPW do zasad ładu korporacyjnego znajduje wyraz w Regulaminie Giełdy, który stanowi, iż zasadniczo spółki powinny przestrzegać zasad ładu korporacyjnego.

Regulamin Giełdy oraz uchwały zarządu i rady GPW określają sposób przekazywania przez spółki giełdowe informacji o stosowaniu zasad ładu korporacyjnego oraz zakres przekazywanych informacji. Jeżeli określona zasada nie jest stosowana przez spółkę giełdową w sposób trwały lub została naruszona incydentalnie, spółka giełdowa ma obowiązek przekazania informacji o tym fakcie w formie raportu bieżącego. Ponadto, spółka giełdowa jest zobowiązana zamieścić w raporcie rocznym informacje o zakresie stosowania przez nią Dobrych Praktyk w danym roku obrotowym.

Ostateczna decyzja co do przestrzegania poszczególnych zasad Dobrych Praktyk będzie należała do naszych organów oraz akcjonariuszy, w szczególności w zakresie funkcjonowania w ramach Rady Nadzorczej komitetu audytu oraz wyboru określonej liczby członków Rady Nadzorczej spełniających kryteria niezależności od Spółki i podmiotów pozostających w istotnym powiązaniu ze Spółką. Nasz Statut nie obliguje akcjonariuszy do wyboru co najmniej dwóch niezależnych członków Rady Nadzorczej, tak jak tego wymagają Dobre Praktyki. Zgodnie z postanowieniami naszego Statutu tylko jeden członek Rady Nadzorczej musi spełniać kryteria niezależności. Informacja dotycząca nieprzestrzegania przez nas powyższych Dobrych Praktyk została opublikowana w dniu 17 marca 2009 roku (raport bieżący Spółki nr 22/2009 z dnia 17 marca 2009 roku).

GŁÓWNI AKCJONARIUSZE I AKCJONARIUSZ SPRZEDAJĄCY

Główni Akcjonariusze

Jako, że jesteśmy spółką publiczną, której Akcje znajdują się w obrocie publicznym poprzez główny parkiet GPW, nie posiadamy dokładnych informacji na temat struktury akcjonariatu na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego. Poniżej zamieszczamy informacje odnośnie struktury naszego akcjonariatu opracowane na podstawie informacji uzyskanych of naszych głównych akcjonariuszy zgodnie z art. 69 Ustawy o Ofercie Publicznej lub danych publikowanych zgodnie z przepisami prawa. Według wyżej wymienionych źródeł danych, naszymi głównymi akcjonariuszami posiadającymi co najmniej pięć procent łącznej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy są:

- Skarb Państwa, posiadający 337.626.428 Akcji stanowiących 76,48% kapitału akcyjnego Spółki i zapewniających prawo do 76,48% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy, oraz

- Vattenfall Aktiebolag, posiadający 82.395.573 Akcji stanowiących 18,67% kapitału akcyjnego Spółki i zapewniających prawo do 18,67% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy.

Akcje w posiadaniu naszych wyżej wymienionych głównych akcjonariuszy nie są żadnym zakresie uprzywilejowane, w szczególności pod względem prawa głosu czy prawa do dywidendy. Z Akcjami w posiadaniu naszych głównych akcjonariuszy nie wiążą się też żadne inne dodatkowe prawa czy obowiązki. Ponadto, Statut nie nakłada żadnych ograniczeń w zakresie zbywania Akcji mogących opóźnić czy uniemożliwić zmianę kontroli nad Spółką.

Skarb Państwa

Kontrola nad Spółką

Jako akcjonariusz większościowy, Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa wykonuje prawa akcjonariusza określone w Kodeksie Spółek Handlowych i Statucie. Inne prawa powierzone Skarbowi Państwa, w tym nadzór właścicielski, regulowane odrębnymi przepisami prawa, nie stoją w sprzeczności z Kodeksem Spółek Handlowych ani Statutem.

Skarb Państwa może sprawować nad nami kontrolę korporacyjną ze względu na jego udział w naszym kapitale akcyjnym oraz łącznej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy. W szczególności, Skarb Państwa dysponuje większością głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy, a przez to ma głos decydujący w kluczowych działaniach korporacyjnych, takich jak zmiana Statutu, emisja przez nas nowych Akcji, obniżenie kapitału akcyjnego, emisja obligacji zamiennych, wypłata dywidendy i innych, które zgodnie z Kodeksem Spółek Handlowych wymagają zatwierdzenia kwalifikowaną lub zwykłą większością głosów Walnego Zgromadzenia. Ponadto Skarb Państwa dysponuje wystarczającą liczbą głosów aby powołać większość składu Rady Nadzorczej, która z kolei powołuje członków Zarządu. W efekcie, Skarb Państwa posiada zdolność do sprawowania znaczącej kontroli nad naszą działalnością.

Statut uwzględnia także pewne prawa Skarbu Państwa, takie jak m.in. prawo do powołania jednego członka Rady Nadzorczej (§ 24), a także prawo do wnioskowania o zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy lub do wprowadzania określonych kwestii do porządku obrad kolejnych Walnych Zgromadzeń, niezależnie od wielkości udziału Skarbu Państwa w Spółce, dopóki pozostaje Akcjonariuszem Spółki (§31 ust. 1).

Sprzedaż Akcji w przyszłości

Zgodnie z planami prywatyzacyjnymi obowiązującymi na datę Dokumentu Ofertowego, po zakończeniu Oferty Skarb Państwa zamierza podjąć działania mające na celu sprzedaż pakietu kontrolnego Akcji inwestorowi branżowemu. W dniu 27 stycznia 2010 roku Skarb Państwa wybrał Credit Suisse i Rothschild Polska jako swoich doradców w związku z rozważaną sprzedażą naszych Akcji.

Akcjonariusz Sprzedający

Akcjonariuszem Sprzedającym jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej, osoba prawna powołana do wypełniania funkcji właścicielskich w stosunku do majątku Rzeczypospolitej Polskiej, którą reprezentuje Minister Skarb Państwa. Adresem Akcjonariusza Sprzedającego jest ul. Krucza 36/ul. Wspólna 6, 00-522 Warszawa, Polska. Akcjonariusz Sprzedający oferuje do 70.851.533 Akcji Oferowanych w Ofercie Globalnej.

Struktura akcjonariatu po przeprowadzeniu Oferty Globalnej

W tabeli poniżej przedstawiamy strukturę akcjonariatu na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego i spodziewaną strukturę akcjonariatu po przeprowadzeniu Oferty Globalnej.

	Na dzień Dokumentu Ofertowego		**Po przeprowadzeniu Oferty Globalnej***	
	Liczba Akcji	**% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy**	**Liczba Akcji**	**% głosów na Walnym Zgromadzeniu Akcjonariuszy**
Skarb Państwa	337.626.428	76,48	266.774.895	60,43
Vattenfall Aktiebolag	82.395.573	18,67	82.395.573	18,67
Pozostali	21.420.577	4,85	92.272.110	20,9
Łącznie	**441.442.578**	**100,0**	**441.442.578**	**100,0**

Źródło: Spółka

** Przy założeniu, że inwestorzy złożą zamówienia na wszystkie Akcje Oferowane w ramach Oferty Globalnej, Vattenfall Aktiebolag nie zakupi żadnych Akcji Oferowanych w Ofercie Globalnej, a Opcja Stabilizacyjna nie zostanie wykonana.*

Powyższa tabela nie uwzględnia wpływu na naszą strukturę akcjonariatu po zakończeniu Oferty: (i) przyznania pracownikom wskutek Oferty do 41.638.955 Akcji stanowiących 9,4% wszystkich Akcji, oraz (ii) rozważanej przez Akcjonariusza Sprzedającego sprzedaży naszych Akcji inwestorowi strategicznemu.

Rozwodnienie

Realizacja Oferty Globalnej nie spowoduje jakiegokolwiek rozwodnienie w akcjonariacie Spółki czy łącznej liczbie głosów, jaką każdy Akcjonariusz może dysponować na Walnym Zgromadzeniu.

TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

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

W naszej Grupie zawierane są następujące transakcje z podmiotami powiązanymi:

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

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

Umowy pomiędzy spółkami wchodzącymi w skład Grupy

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

Umowy pomiędzy spółkami Grupy a członkami władz Spółki

Transakcje pomiędzy spółkami Grupy a członkami władz Spółki można podzielić na trzy kategorie: (i) umowy o pracę z członkami Zarządu oraz umowy dotyczące powołania na członków rad nadzorczych w spółkach zależnych; (ii) transakcje dotyczące udzielonych pożyczek z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych dla członków Zarządu i członków Rady Nadzorczej, będących pracownikami Spółki; oraz (iii) transakcje wynikające z umów cywilnoprawnych. Wszystkie transakcje opisane w niniejszym punkcie zostały zawarte w toku normalnej działalności oraz na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

W zakresie umów o pracę z członkami Zarządu oraz umów dotyczących powołania na członków rad nadzorczych, łączną kwotę transakcji za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007, 2008 roku, za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r. przedstawiono w tabelach poniżej.

Zarząd

	Za rok zakończony 31 grudnia			Za okres
	2006	**2007**	**2008**	**dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.**
			(w tys. PLN)	
Wynagrodzenia z tytułu umowy o pracę	827	1.020	936	1.141
Wynagrodzenia z tytułu pełnienia funkcji w radach nadzorczych jednostek zależnych	91	114	140	126
Wynagrodzenia z tytułu pozostałych świadczeń pracowniczych (ulgowa odpłatność za energię elektryczną, premie roczne, nagrody roczne, PPF)	117	52	164	44
Razem	**1.035**	**1.186**	**1.240**	**1.311**

Rada Nadzorcza

	Za rok zakończony 31 grudnia			Za okres
	2006	**2007**	**2008**	**dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 r.**
			(w tys. PLN)	
Wynagrodzenie z tytułu powołania do Rady Nadzorczej	288	313	336	251
Razem	**288**	**313**	**336**	**251**

(1) Z uwagi na system raportowania przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających późniejsze okresy 2008 roku.

Transakcje dotyczące pożyczek z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych przedstawiono w tabelach poniżej:

	Stan na dzień 1 stycznia 2006 r.	Udzielono od dnia 1 stycznia 2006 r.	Spłaty do dnia 31 grudnia 2006 r.	Stan na dzień 31 grudnia 2006 r.
Zarząd	13	-	2	11
Rada Nadzorcza	8	9	8	9
Razem	**21**	**9**	**10**	**20**

	Stan na dzień 1 stycznia 2007 r.	Udzielono od dnia 1 stycznia 2007 r.	Spłaty do dnia 31 grudnia 2007 r.	Stan na dzień 31 grudnia 2007 r.
Zarząd	32	-	5	27
Rada Nadzorcza	9	-	3	6
Razem	**41**	**-**	**8**	**33**

	Stan na dzień 1 stycznia 2008 r.	Udzielono od dnia 1 stycznia 2008 r.	Spłaty do dnia 31 grudnia 2008 r.	Stan na dzień 31 grudnia 2008 r.
Zarząd	27	-	(9)	18
Rada Nadzorcza	6	-	(6)	-
Razem	**33**	**-**	**(15)**	**18**

	Stan na dzień 1 stycznia 2009 r.	Udzielono od dnia 1 stycznia 2009 r.	Spłaty do dnia 30 września 2009 r.	Stan na dzień 30 września 2009 r.
Zarząd	18	-	(18)	-
Rada Nadzorcza	-	20	(2)	18
Razem	**18**	**20**	**(20)**	**18**

Umowy z jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa

Spółki z naszej Grupy zawierają szereg transakcji z jednostkami, z którymi są powiązane z racji znajdowania się pod wspólną kontrolą Skarbu Państwa, w tym spółkami kapitałowymi, w których Skarb Państwa jest jedynym akcjonariuszem. Do najistotniejszych transakcji z jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa należą umowy zakupu energii elektrycznej od jednostek zależnych od Skarbu Państwa i umowy dotyczące świadczenia na rzecz spółek naszej Grupy usług przesyłania energii elektrycznej, jak również umowy sprzedaży energii elektrycznej na rzecz jednostek zależnych od Skarbu Państwa. Ponadto, wszyscy nasi główni dostawcy węgla kamiennego są jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa. Ponadto, naszym głównym przewoźnikiem w zakresie transportu kolejowego węgla kamiennego jest PKP Cargo, spółka w pełni zależna od Skarbu Państwa.

Z uwagi na ilość transakcji zawieranych przez spółki z naszej Grupy z jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa nie jesteśmy w stanie przedstawić wyczerpujących informacji o wszystkich tego typu transakcjach.

AKCJE, KAPITAŁ ZAKŁADOWY, WALNE ZGROMADZENIE

Informacje zawarte w tej części mają charakter ogólny i zostały opracowane zgodnie z przepisami obowiązującymi na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego, jak również zgodnie ze Statutem Spółki i Regulaminem Walnego Zgromadzenia. W związku z powyższym, inwestorzy powinni szczegółowo zapoznać się ze Statutem i Regulaminem Walnego Zgromadzenia oraz skonsultować się ze swoimi doradcami prawnymi odnośnie szczegółowych informacji na temat praw i obowiązków wynikających z Akcji, jak też praw i obowiązków Walnego Zgromadzenia.

Kapitał zakładowy

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego kapitał zakładowy Spółki wynosił 441.442.578 PLN i dzielił się na 441.442.578 Akcji o wartości nominalnej 1 PLN każda, w tym 295.987.473 Akcji Serii A i 41.638.955 Akcji Serii B oraz 103.816.150 Akcji Serii C. Z wszystkich Akcji Serii A, Akcji Serii B oraz Akcji Serii C wynikają te same prawa i obowiązki. Żadna z Akcji nie jest uprzywilejowana, w szczególności w zakresie prawa głosu czy dywidendy. Akcje Serii B zostały przeznaczone do nieodpłatnego nabycia przez pracowników.

Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego kapitał zakładowy Spółki dzieli się na następujące serie Akcji:

Seria	**Liczba Akcji**
A	295.987.473
B	41.638.955
C	103.816.150
Kapitał zakładowy razem	**441.442.578**

Dane historyczne na temat kapitału zakładowego za okres objęty historycznymi sprawozdaniami finansowymi

Uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 16 stycznia 2008 r. (pierwszą uchwałę w tej sprawie podjęto dnia 23 lipca 2007 roku; jednakże ze względu na jej podjęcie przed sporządzeniem sprawozdań finansowych i wydaniem opinii przez biegłego przedmiotowa uchwała nie została zarejestrowana przez sąd rejestrowy. Uchwała z dnia 16 stycznia 2008 roku potwierdza i powtarza ustalenia poczynione w pierwszej uchwale) dokonano podwyższenia kapitału z kwoty 221.594.900 PLN do kwoty 348.220.557 PLN, tj. o kwotę 126.625.657 PLN, w drodze emisji 126.625.657 Akcji Serii K o wartości nominalnej 1 PLN każda. Akcje Serii K zostały wyemitowane po cenie 27.11 PLN każda na rzecz Skarbu Państwa w zamian za wkład niepieniężny w postaci 45.000.000 Akcji imiennych Serii A o wartości nominalnej 10 PLN każda w kapitale zakładowym Elektrowni Kozienice. Według wyceny biegłego, Ernst & Young Business Advisory Services Sp. z o.o., wartość aportu kształtowała się na poziomie 3.432.800.000 PLN. Akcje Serii K uczestniczą w dywidendzie od 1 stycznia 2007 roku. Sąd rejestrowy dokonał rejestracji powyższych zmian w dniu 30 stycznia 2008 roku.

Uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 16 maja 2008 r., dokonano zmiany Statutu, na mocy której wszystkie dotychczasowe serie Akcji zostały połączone w dwie serie: serię A lub B.

Sąd rejestrowy dokonał rejestracji powyższej zmiany w dniu 5 czerwca 2008 r.

Uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 1 sierpnia 2008 r. dokonano umorzenia 10.594.129 Akcji Serii B, o wartości nominalnej 1 PLN każda, wraz z obniżeniem wysokości kapitału zakładowego o 10.594.129 PLN, tj. z kwoty 348.220.557 PLN do kwoty 337.626.428 PLN. Umorzenie akcji oraz obniżenie kapitału zakładowego weszło w życie z dniem 5 września 2008 roku, tj. z dniem rejestracji przedmiotowych zmian w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego.

Uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 3 listopada 2008 r. kapitał zakładowy Spółki został podwyższony z kwoty 337.626.428 PLN do kwoty 441.442.578, tj. o kwotę 103.816.150 PLN, w drodze emisji 103.816.150 Akcji Serii C o wartości nominalnej 1 PLN każda. Sąd rejestrowy dokonał rejestracji powyższej zmiany w dniu 13 stycznia 2009 r.

Od dnia 17 listopada 2008 roku Akcje Spółki (lub, do dnia 29 stycznia 2009, prawa do akcji) są notowane na rynku głównym Warszawskiej Giełdy Papierów Wartościowych pod symbolem „ENEA" („**ENEA-PDA**" jako prawa do akcji) oraz ISIN PLENEA000062 jako prawa do akcji).

Prawa i obowiązki związane z Akcjami

Zgodnie z KSH oraz Statutem, podstawowymi prawami Akcjonariuszy są w szczególności:

Prawo zbywania Akcji. Zgodnie z art. 337 §1 KSH Akcjonariusz ma prawo zbywania Akcji bez ograniczeń. Informacje o ograniczeniach w obrocie Akcjami nabytymi nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników zostały zawarte w Rozdziale *„Opis działalności - Pracownicy - Uprawnienie do nieodpłatnego nabycia Akcji lub wypłaty ekwiwalentu”*.

Prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu oraz wykonywania prawa głosu. Akcjonariusz ma prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu oraz wykonywania prawa głosu, osobiście lub przez pełnomocników. Akcjonariusz, który zamierza uczestniczyć w Walnym Zgromadzeniu za pośrednictwem pełnomocnika musi udzielić takiemu pełnomocnikowi pełnomocnictwa na piśmie lub w formie elektronicznej. Ponadto, Akcjonariusz, który udzielił pełnomocnictwa w formie elektronicznej jest zobowiązany poinformować o tym Spółkę za pośrednictwem środków komunikacji elektronicznej w formie określonej w zawiadomieniu zwołującym Walne Zgromadzenie. Spółka podejmie stosowne działania służące identyfikacji Akcjonariusza oraz jego pełnomocnika w celu weryfikacji ważności pełnomocnictwa wydanego w formie elektronicznej. Szczegółowe informacje na temat sposobu weryfikacji pełnomocnictwa udzielonego w formie elektronicznej zostaną zawarte w zawiadomieniu zwołującym Walne Zgromadzenie.

Akcjonariusz posiadający Akcje zapisane na więcej niż jednym rachunku papierów wartościowych może ustanowić kilku pełnomocników do wykonywania praw z Akcji zapisanych na każdym z rachunków.

Osoby uprawnione do głosowania z akcji imiennych, jak również zastawnicy i użytkownicy, którym przysługuje prawo głosu, mają prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu, jeżeli są wpisani do księgi akcyjnej w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

Jeżeli pełnomocnik jest członkiem Zarządu, członkiem Rady Nadzorczej, likwidatorem, pracownikiem Spółki, członkiem organów spółki lub pracownikiem podmiotu zależnego Spółki, pełnomocnictwo musi upoważniać pełnomocnika do reprezentowania mocodawcy na jednym Walnym Zgromadzeniu. Pełnomocnik ma obowiązek poinformowania Akcjonariusza o istniejącym lub mogącym wystąpić konflikcie interesów. Akcjonariusz nie może udzielać dalszych pełnomocnictw pełnomocnikowi, w przypadku którego występuje konflikt interesów. Pełnomocnik głosuje zgodnie z instrukcjami udzielonymi przez Akcjonariusza.

Akcjonariusz ma prawo głosować odmiennie z każdej Akcji. Pełnomocnik może reprezentować więcej niż jednego Akcjonariusza i głosować odmiennie z Akcji każdego Akcjonariusza, którego reprezentuje.

Akcjonariusz nie może głosować ani osobiście, ani przez pełnomocnika, ani jako pełnomocnik innej osoby przy podejmowaniu uchwał dotyczących jego odpowiedzialności wobec Spółki z jakiegokolwiek tytułu, w tym udzielenia absolutorium, zwolnienia z zobowiązania wobec Spółki oraz sporu pomiędzy nim a Spółką. Powyższe ograniczenie nie dotyczy Akcjonariusza głosującego jako pełnomocnik innego Akcjonariusza w sprawie uchwał dotyczących Akcjonariusza głosującego jako pełnomocnik.

Regulamin Walnego Zgromadzenia nie przewiduje prawa do głosowania w formie elektronicznej. Ponadto, Walne Zgromadzenie nie może się odbywać przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej.

Prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu przysługuje wyłącznie osobom, które były akcjonariuszami Spółki na szesnaście dni przed datą Walnego Zgromadzenia (datą rejestracji uczestników Walnego Zgromadzenia).

W celu wzięcia udziału w Walnym Zgromadzeniu uprawnieni posiadacze zdematerializowanych Akcji na okaziciela winni zwrócić się do podmiotu prowadzącego ich rachunek papierów wartościowych z wnioskiem o wydanie imiennego dokumentu potwierdzającego ich prawo do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu. Wniosek ten powinien zostać złożony nie wcześniej niż w pierwszym dniu po dacie zawiadomienia zwołującego Walne Zgromadzenie i nie później niż w pierwszym dniu roboczym po dacie rejestracji uczestników Walnego Zgromadzenia. Lista Akcjonariuszy uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu jest wykładana w lokalu Zarządu przez trzy dni powszednie przed odbyciem Walnego Zgromadzenia. Akcjonariusz może również żądać przesłania mu tej listy pocztą elektroniczną. Niezwłocznie po wyborze przewodniczącego Walnego Zgromadzenia powinna zostać sporządzona i podpisana przez przewodniczącego Walnego Zgromadzenia lista obecności uwzględniająca liczbę reprezentowanych Akcji oraz liczbę głosów przysługujących każdemu z uczestniczących Akcjonariuszy. Na wniosek Akcjonariuszy reprezentujących co najmniej 10% kapitału zakładowego reprezentowanego na Walnym Zgromadzeniu lista obecności powinna zostać zweryfikowana przez komisję powołaną w tym celu, składającą się z przynajmniej trzech osób. Wnioskodawcy będą mieli prawo do wyboru jednego członka komisji.

Akcjonariusz może przenosić Akcje w okresie między dniem rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu a dniem zakończenia Walnego Zgromadzenia.

Zgodnie z art. 411 KSH każda Akcja daje prawo do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Z zastrzeżeniem postanowień KSH, Walne Zgromadzenie jest ważne bez względu na liczbę reprezentowanych na nim Akcji, a uchwały Walnego Zgromadzenia zapadają bezwzględną większością oddanych głosów, chyba że z postanowień Statutu wynika inny sposób podejmowania uchwał. Stosownie do przepisów KSH, dla podjęcia uchwały w sprawie:

- (i) emisji obligacji zamiennych i obligacji z prawem pierwszeństwa objęcia Akcji, (ii) zmiany Statutu, (iii) umorzenia Akcji, (iv) obniżenia kapitału zakładowego, (v) zbycia przedsiębiorstwa albo jego zorganizowanej części oraz (vi) rozwiązania Spółki wymagana jest większość 3/4 głosów; jeżeli na Walnym Zgromadzeniu jest reprezentowana co najmniej 1/2 kapitału zakładowego, do powzięcia uchwały o umorzeniu Akcji wystarczy zwykła większość głosów; uchwała dotycząca zmiany Statutu, zwiększająca świadczenia Akcjonariuszy lub uszczuplająca prawa przyznane osobiście Akcjonariuszom, wymaga zgody wszystkich Akcjonariuszy, których dotyczy; jeżeli bilans sporządzony przez Zarząd wykaże stratę przewyższającą sumę kapitałów zapasowego i rezerwowych oraz 1/3 kapitału zakładowego, do podjęcia uchwały o rozwiązaniu Spółki wystarczy zwykła większość głosów; zgodnie z §32 Statutu w sytuacji, gdy Skarb Państwa przestanie posiadać w kapitale zakładowym powyżej 50%, uchwały w sprawie (i) rozwiązania Spółki, (ii) przeniesienia siedziby Spółki za granicę, (iii) zmian przedmiotu działalności Spółki, które ograniczają możliwość prowadzenia działalności przez Spółkę, (iv) zbycia lub wydzierżawienia przedsiębiorstwa Spółki albo jego zorganizowanej części, ustanowienia ograniczonych praw rzeczowych na przedsiębiorstwie Spółki lub jego zorganizowanej części, (v) łączenia Spółki lub przeniesienia wszystkich jej aktywów na rzecz innej spółki, (vi) podziału Spółki, (vii) uzyskania przez Akcje Spółki statusu akcji uprzywilejowanych, (viii) ustanowienia spółki z siedzibą w Unii Europejskiej, przekształcenia Spółki w taką spółkę lub przystąpienia do takiej spółki, oraz (ix) zmiany §32 Statutu mogą być podjęte, jeżeli na Walnym Zgromadzeniu jest reprezentowana co najmniej połowa kapitału zakładowego i wymagają większości 4/5 głosów;
- zmiany Statutu upoważniającej Zarząd do podwyższenia kapitału zakładowego w granicach kapitału docelowego oraz w sprawie warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego, wymagana jest większość 3/4 głosów przy obecności Akcjonariuszy reprezentujących co najmniej 1/3 kapitału zakładowego; jeżeli jednak Walne Zgromadzenie zwołane w celu podjęcia uchwał w powyższych sprawach nie odbyło się z powodu braku wymaganego kworum, kolejne Walne Zgromadzenie może podjąć uchwałę dotyczącą zmiany Statutu upoważniającą Zarząd do podwyższenia kapitału zakładowego w granicach kapitału docelowego oraz uchwałę w sprawie warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego, bez względu na liczbę Akcjonariuszy obecnych na tym Walnym Zgromadzeniu;
- finansowania przez Spółkę nabycia lub objęcia własnych Akcji wymagana jest większość 2/3 głosów. Jeżeli jednak na Walnym Zgromadzeniu jest reprezentowana co najmniej połowa kapitału zakładowego, do podjęcia uchwały wystarczy bezwzględna większość głosów;
- dokonania istotnej zmiany przedmiotu działalności Spółki wymagana jest większość 2/3 głosów;
- łączenia się spółek wymagana jest większość 2/3 głosów;
- wyodrębnienia osobnego podmiotu Spółki lub innego podziału Spółki oraz w sprawie zarządzenia przerwy w obradach Walnego Zgromadzenia wymagana jest większość 2/3 głosów;
- pozbawienia Akcjonariuszy prawa poboru w części lub w całości wymagana jest większość 4/5 głosów.

Zgodnie z art. 6 KSH Akcjonariusz będący w stosunku do Spółki spółką dominującą (zdefiniowaną w art. 4 § 1 pkt 4 KSH) ma obowiązek zawiadomić Spółkę o powstaniu stosunku dominacji w terminie dwóch tygodni od dnia powstania stosunku dominacji. W przeciwnym wypadku wykonywanie prawa głosu z Akcji reprezentujących więcej niż 33% kapitału zakładowego Spółki zostanie zawieszone;

Prawo żądania zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia. Akcjonariusz lub Akcjonariusze reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego Spółki mają prawo zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia oraz umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad najbliższego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia. Zgodnie z art. 400 KSH żądanie takie powinno zostać złożone Zarządowi na piśmie lub w postaci elektronicznej. Jeżeli w terminie dwóch tygodni od dnia przedstawienia żądania Zarządowi Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie nie zostanie zwołane, sąd rejestrowy może upoważnić do zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy występujących z tym żądaniem. W takim przypadku, Sąd wyznacza przewodniczącego tego zgromadzenia. Zgodnie z § 31 pkt 1 Statutu, o ile Skarb Państwa będzie

pozostawał Akcjonariuszem Spółki będzie miał prawo żądania zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia oraz umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad najbliższego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia bez względu na wielkość posiadanego udziału w Spółce;

Prawo poboru. Stosownie do art. 433 KSH Akcjonariusze mają prawo pierwszeństwa do objęcia nowych Akcji w stosunku do liczby posiadanych Akcji, przy czym prawo poboru przysługuje również w przypadku emisji papierów wartościowych zamiennych na Akcje lub inkorporujących prawo zapisu na Akcje. W interesie Spółki Walne Zgromadzenie może pozbawić Akcjonariuszy prawa poboru Akcji w całości lub w części. Uchwała Walnego Zgromadzenia wymaga większości 4/5 głosów. Pozbawienie Akcjonariuszy prawa poboru Akcji może nastąpić w przypadku, gdy zostało to zapowiedziane w porządku obrad Walnego Zgromadzenia. W takim przypadku Zarząd zobowiązany jest do przedstawienia Walnemu Zgromadzeniu pisemnej opinii uzasadniającej powody pozbawienia prawa poboru oraz proponowaną cenę emisyjną Akcji bądź sposób jej ustalenia;

Prawo do żądania wyboru Rady Nadzorczej oddzielnymi grupami. Zgodnie z art. 385 § 3 KSH, na wniosek Akcjonariuszy reprezentujących co najmniej 1/5 kapitału zakładowego, wybór Rady Nadzorczej Spółki powinien być dokonany przez najbliższe Walne Zgromadzenie w drodze głosowania oddzielnymi grupami, nawet gdy Statut Spółki przewiduje inny sposób powołania Rady Nadzorczej Spółki;

Prawo żądania udzielenia informacji dotyczących Spółki. Stosownie do art. 428 KSH podczas obrad Walnego Zgromadzenia Zarząd jest obowiązany do udzielenia Akcjonariuszowi na jego żądanie informacji dotyczących Spółki, jeżeli jest to uzasadnione dla oceny sprawy objętej porządkiem obrad Walnego Zgromadzenia. Zarząd powinien jednak odmówić udzielenia informacji w przypadku, gdy udzielenie informacji mogłoby wyrządzić szkodę Spółce, spółce z nią powiązanej, a także spółce lub spółdzielni zależnej albo narazić członka Zarządu na poniesienie odpowiedzialności karnej, cywilnoprawnej lub administracyjnej. W uzasadnionych przypadkach Zarząd może udzielić informacji Akcjonariuszowi również na piśmie nie później niż w terminie dwóch tygodni od dnia zakończenia Walnego Zgromadzenia. Zarząd może również udzielić Akcjonariuszowi informacji dotyczących Spółki poza Walnym Zgromadzeniem, powinny one jednak być następnie ujawnione przez Zarząd na piśmie w materiałach przedkładanych najbliższemu Walnemu Zgromadzeniu. Akcjonariusz, któremu odmówiono ujawnienia żądanej informacji podczas Walnego Zgromadzenia, i który zgłosił sprzeciw do protokołu, może w ciągu tygodnia od dnia zakończenia Walnego Zgromadzenia złożyć wniosek do sądu rejestrowego o zobowiązanie Zarządu do udzielenia tych informacji. Akcjonariusz może również złożyć wniosek do sądu rejestrowego o zobowiązanie Spółki do ogłoszenia informacji udzielonych innemu Akcjonariuszowi poza Walnym Zgromadzeniem;

Prawo złożenia powództwa o uchylenie lub stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia. Zgodnie z art. 422 KSH uchwała Walnego Zgromadzenia sprzeczna ze Statutem bądź dobrymi obyczajami i godząca w interes Spółki lub mająca na celu pokrzywdzenie Akcjonariusza może być zaskarżona w drodze wytoczonego przeciwko Spółce powództwa o uchylenie uchwały. Powództwo o uchylenie uchwały należy wnieść w terminie miesiąca od otrzymania wiadomości o uchwale, nie później jednak niż trzy miesiące od dnia powzięcia uchwały. Zgodnie z art. 425 KSH, uchwała Walnego Zgromadzenia może być również zaskarżona w drodze wytoczonego przeciwko Spółce powództwa o stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia sprzecznej z ustawą, przy czym powództwo powinno być wniesione w terminie trzydziestu dni od dnia jej ogłoszenia, nie później jednak niż w terminie roku od powzięcia uchwały. Upływ tych terminów nie wyłącza możliwości podniesienia zarzutu nieważności uchwały sprzecznej z ustawą. Do wytoczenia powództw o uchylenie lub stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia uprawniony jest: (i) Akcjonariusz, który głosował przeciwko uchwale, a po jej powzięciu zażądał zaprotokołowania sprzeciwu; (ii) Akcjonariusz, którego bezzasadnie nie dopuszczono do udziału w Walnym Zgromadzeniu; oraz (iii) Akcjonariusz, który nie był obecny na Walnym Zgromadzeniu, jedynie w przypadku wadliwego zwołania Walnego Zgromadzenia lub powzięcia uchwały w sprawie nieobjętej porządkiem obrad; oraz (iv) Zarząd, Rada Nadzorcza oraz poszczególni członkowie tych organów. Kodeks Spółek Handlowych przewiduje pewne modyfikacje reguł ogólnych w zakresie zaskarżania uchwał w sprawie łączenia, podziału i przekształcenia spółek, które są przewidziane przez odpowiednio art. 509, art. 544 oraz art. 567 KSH;

Prawo udziału w zysku. Osoby posiadające akcje na okaziciela zdeponowane na rachunku papierów wartościowych w dniu dywidendy lub osoby posiadające akcje imienne wpisane do księgi akcyjnej na ten dzień mają prawo do udziału w zysku wykazanym w sprawozdaniu finansowym zbadanym przez biegłego rewidenta, który został przeznaczony przez Walne Zgromadzenie do wypłaty Akcjonariuszom. Stosownie do art. 347 §2 KSH zysk rozdziela się w stosunku do liczby posiadanych Akcji, a jeżeli Akcje nie są całkowicie pokryte, zysk rozdziela się w stosunku do dokonanych wpłat na Akcje. Zob. rozdział *„Dywidenda i polityka w zakresie dywidendy"*;

Prawo do udziału w majątku w przypadku likwidacji Spółki. Zgodnie z art. 474 KSH majątek pozostały po zaspokojeniu lub zabezpieczeniu wierzycieli Spółki dzieli się pomiędzy Akcjonariuszy w stosunku do dokonanych przez każdego z nich wpłat na kapitał zakładowy.

Szczególne uprawnienia Skarbu Państwa. Zgodnie z §36 Statutu oraz w związku z art. 18 § 2 Ustawy Prywatyzacyjnej w sytuacji gdy Skarb Państwa będzie posiadał ponad połowę ogólnej liczby Akcji Spółki, poniższe sprawy będą wymagały co do zasady zgody Walnego Zgromadzenia: (i) utworzenie innej Spółki lub przystąpienie do innej Spółki, chyba że cena kupna akcji lub zaliczka na poczet wkładu do spółki cywilnej nie przekracza kwoty 5.000.000 EUR oraz (ii) objęcie lub nabycie, sprzedaż, bądź obciążenie akcji o wartości nominalnej przekraczającej 5.000.000 EUR.

Zmiana praw posiadaczy Akcji

Zmiana praw posiadaczy Akcji może co do zasady nastąpić w formie zmiany Statutu. Stosownie do art. 415 § 3 KSH uchwała dotycząca zmiany Statutu, zwiększająca świadczenia Akcjonariuszy lub uszczuplająca prawa przyznane osobiście Akcjonariuszom, wymaga zgody wszystkich Akcjonariuszy, których dotyczy.

Podstawowe prawa związane z Akcjami, które zostały opisane powyżej, nie mogą być swobodnie ograniczane ani wyłączane. Przepisy KSH, na podstawie których prawa te zostały przyznane Akcjonariuszom, mają charakter bezwzględnie obowiązujący albo semiimperatywny, co oznacza, że Statut może jedynie przyznawać Akcjonariuszom prawa dalej idące, a nie może wyłączać albo ograniczać praw przyznanych na podstawie KSH.

Art. 411 KSH przewiduje możliwość ograniczenia prawa głosu Akcjonariuszy dysponujących powyżej 1/10 ogółu głosów, a ograniczenie to może dotyczyć wyłącznie wykonywania prawa głosu z Akcji przekraczających limit głosów określony w Statucie. Statut może także przewidywać kumulację głosów należących do Akcjonariuszy, między którymi istnieje stosunek dominacji lub inny stosunek. Na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego Statut nie przewiduje takiego ograniczenia.

Zgodnie z art. 433 § 2 KSH w interesie Spółki Walne Zgromadzenie może pozbawić Akcjonariuszy prawa poboru Akcji w całości lub w części. Uchwała Walnego Zgromadzenia wymaga większości 4/5 głosów. Pozbawienie Akcjonariuszy prawa poboru Akcji może nastąpić w przypadku, gdy zostało to zapowiedziane w porządku obrad Walnego Zgromadzenia.

Statut przewiduje możliwość umorzenia Akcji za zgodą Akcjonariuszy w drodze ich nabycia przez Spółkę (umorzenie dobrowolne).

Zwoływanie Walnych Zgromadzeń

Uprawnienia oraz zasady działania Walnego Zgromadzenia określa Statut, Regulamin Walnego Zgromadzenia oraz Kodeks Spółek Handlowych. Walne Zgromadzenia mogą być zwyczajne (roczne) lub nadzwyczajne. Zwyczajne Walne Zgromadzenie powinno się odbyć nie później niż sześć miesięcy po upływie każdego roku obrotowego. Przedmiotem obrad zwyczajnego walnego zgromadzenia obowiązkowo powinno być: (i) rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdania Zarządu z działalności spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy; (ii) powzięcie uchwały o podziale zysku albo o pokryciu straty, (iii) udzielenie członkom organów Spółki absolutorium z wykonania przez nich obowiązków.

Walne Zgromadzenia odbywają się w Warszawie lub w siedzibie Spółki.

Organy lub osoby uprawnione do zwoływania Walnych Zgromadzeń.

Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd. Rada Nadzorcza ma prawo zwołania Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia, jeżeli Zarząd nie zwoła go w odpowiednim terminie, oraz Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia, jeżeli zwołanie go uzna za wskazane. Prawo zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia przysługuje również Akcjonariuszom reprezentującym co najmniej połowę kapitału zakładowego lub nie miej niż połowę ogólnej liczby głosów. W takim przypadku, Akcjonariusze wyznaczają przewodniczącego Walnego Zgromadzenia.

Ponadto, Akcjonariusz lub Akcjonariusze reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego mogą wnioskować o zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia oraz umieszczenie poszczególnych spraw w porządku obrad takiego zgromadzenia (patrz: -- Prawa i obowiązki związane z Akcjami --Prawo do żądania zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia oraz umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad).

Prawo do umieszczenia poszczególnych spraw w porządku obrad

Akcjonariusz lub Akcjonariusze reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego Spółki mogą żądać umieszczenia określonych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Żądanie takie należy złożyć do Zarządu najpóźniej dwadzieścia jeden dni przed proponowanym terminem Walnego Zgromadzenia. Żądanie takie może zostać złożone w formie elektronicznej. Zarząd jest zobowiązany niezwłocznie ogłosić wszystkie zmiany wprowadzone do porządku obrad na wniosek Akcjonariuszy, przy czym nie później niż na osiemnaście dni przed datą Walnego Zgromadzenia. Zmiany będą ogłaszane w ten sam sposób co zawiadomienie o zwołaniu Walnego Zgromadzenia.

Sposób zwoływania Walnego Zgromadzenia

Walne Zgromadzenie zwołuje się przez zamieszczenie ogłoszenia na stronie internetowej Spółki, w sposób wymagany dla publikacji raportu bieżącego, zgodnie z Ustawą o Ofercie Publicznej. Ogłoszenie powinno być dokonane, co najmniej na dwadzieścia sześć dni przed terminem Walnego Zgromadzenia. W ogłoszeniu należy uwzględnić (i) datę, godzinę i miejsce Walnego Zgromadzenia oraz szczegółowy porządek obrad; (ii) szczegółowy opis procedur związanych z uczestnictwem w Walnym Zgromadzeniu oraz głosowaniem; (iii) datę rejestracji uczestników Walnego Zgromadzenia; (iv) informację, że prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu mają wyłącznie osoby będące Akcjonariuszami Spółki w dniu rejestracji uczestników Walnego Zgromadzenia; (v) informację, gdzie i jak osoba uprawniona do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu może uzyskać pełną dokumentację, która będzie przedstawiana na Walnym Zgromadzeniu, oraz projekty uchwał lub w przypadku, gdy żadne uchwały nie będą podejmowane, uwagi Zarządu lub Rady Nadzorczej dotyczące spraw umieszczonych w porządku obrad przed datą Walnego Zgromadzenia; (vi) adres strony internetowej, na której można znaleźć informacje dotyczące Walnego Zgromadzenia.

Na podstawie Rozporządzenia w Sprawie Informacji Bieżących i Okresowych Spółka jest zobowiązana do przekazania w formie raportu bieżącego daty, godziny i miejsca Walnego Zgromadzenia wraz z jego szczegółowym porządkiem obrad oraz daty i godziny, do której należy składać imienne świadectwa depozytowe wraz ze wskazaniem miejsca, w którym należy je złożyć. Ponadto, w przypadku zamierzonej zmiany Statutu ogłoszeniu w formie raportu bieżącego podlegają dotychczas obowiązujące jego postanowienia, treść proponowanych zmian oraz w przypadku, gdy w związku ze znacznym zakresem zamierzonych zmian Spółka podejmuje decyzję o sporządzeniu projektu nowego tekstu jednolitego, treść nowego tekstu jednolitego Statutu wraz z wyliczeniem jego nowych postanowień. Ogłoszeniu w formie raportu bieżącego podlega także treść projektów uchwał oraz załączników do projektów, które mają być przedmiotem obrad Walnego Zgromadzenia, istotnych z punktu widzenia podejmowanych uchwał.

Ponadto, zgodnie z Dobrymi Praktykami Spółek Notowanych na GPW, Spółka jest zobowiązana zamieścić na korporacyjnej stronie internetowej projekty uchwał Walnego Zgromadzenia wraz z uzasadnieniem, a także inne dostępne materiały związane z Walnymi Zgromadzeniami Spółki co najmniej na 14 dni przed wyznaczoną datą zgromadzenia.

Prawo do zgłaszania projektów uchwał Spółce

Akcjonariusz lub Akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego mogą przed terminem Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Spółka niezwłocznie ogłasza projekty uchwał na stronie internetowej Spółki.

Prawo do żądania dostarczenia kopii wniosków

Każdy z Akcjonariuszy ma prawo do żądania dostarczenia kopii wniosków dotyczących spraw umieszczonych w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia. Żądanie takie powinno wpłynąć do Zarządu. Kopie wniosków powinny zostać dostarczone nie później niż w ciągu tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem.

Uchwały można podjąć jedynie w sprawach objętych porządkiem obrad, chyba że cały kapitał zakładowy jest reprezentowany na Walnym Zgromadzeniu, a nikt z obecnych nie zgłosił sprzeciwu dotyczącego powzięcia uchwały. Zgodnie z art. 405 Kodeksu Spółek Handlowych Walne Zgromadzenie może podjąć uchwały także bez formalnego zwołania Walnego Zgromadzenia, jeżeli cały kapitał zakładowy jest reprezentowany, a nikt z obecnych nie zgłosił sprzeciwu dotyczącego odbycia Walnego Zgromadzenia lub wniesienia poszczególnych

spraw do porządku obrad. Walne Zgromadzenie jest ważne bez względu na liczbę reprezentowanych na nim Akcji, jeżeli przepisy Kodeksu Spółek Handlowych lub Statutu nie stanowią inaczej.

Walne Zgromadzenie może zarządzać przerwy w obradach większością dwóch trzecich głosów. Łącznie przerwy nie mogą trwać dłużej niż trzydzieści dni.

Publiczne oferty przejęcia

Ani w 2009 roku ani w ciągu obecnego roku obrotowego do daty niniejszego Dokumentu Ofertowego nie zostały złożone przez osoby trzecie publiczne oferty przejęcia w stosunku do Akcji, poza negocjacjami w sprawie zbycia naszych Akcji, które były prowadzone przez Akcjonariusza Sprzedającego w okresie lipiec – październik 2009 roku. Informacje na ten temat znajdują się w Rozdziale *„Przegląd sytuacji operacyjnej i finansowej oraz perspektyw rozwoju – Istotne zdarzenia, które wystąpiły po dniu 30 września 2009 r."*

RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH W POLSCE

Informacje podane w niniejszym rozdziale mają charakter ogólny i opisują stan prawny na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego. Zaleca się, aby inwestorzy zapoznali się z odpowiednimi przepisami we współpracy z własnym radcą prawnym na temat przepisów i regulacji dotyczących zakupu, posiadania i sprzedaży Akcji Oferowanych.

Warszawska Giełda Papierów Wartościowych

Polski rynek papierów wartościowych jest zarządzany przez Warszawską Giełdę Papierów Wartościowych. GPW prowadzi swoją działalności zgodnie z obowiązującymi przepisami, w tym z przepisami Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz regulacjami wewnętrznymi, w tym Umową Spółki GPW oraz Regulaminem GPW.

Rynek, którego operatorem jest GPW, jest rynkiem regulowanym w rozumieniu obowiązujących przepisów prawa wspólnotowego oraz Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi. Ponadto, GPW jest również organizatorem i operatorem Alternatywnego Systemu Transakcyjnego, który jest rynkiem nieregulowanym. Giełda, której operatorem jest GPW, obejmuje główny parkiet (tzn. oficjalny rynek giełdowy) oraz rynek równoległy.

Według informacji zamieszczonych na stronach internetowych GPW (www.gpw.pl), stan na dzień 15 stycznia 2010 r., na GPW notowane były walory 378 spółek (w tym 24 zagranicznych). Łączna kapitalizacja notowanych spółek wyniosła około 735,2 miliarda złotych.

Dematerializacja papierów wartościowych

Co do zasady, papiery wartościowe będące przedmiotem oferty publicznej na terytorium Polski lub podlegające dopuszczeniu do obrotu na rynku regulowanym w Polsce przestają istnieć w formie świadectw z chwilą ich zarejestrowania i od tego momentu istnieją jedynie w formie zapisu na rachunku, zgodnie z umową zawartą z Krajowym Depozytem Papierów Wartościowych (KDPW), polską instytucją odpowiedzialną za przechowywanie i rozliczanie papierów wartościowych (tj. od momentu ich dematerializacji). Prawa ze zdematerializowanych papierów wartościowych powstają z chwilą ich zapisania po raz pierwszy na rachunku papierów wartościowych i przysługują osobie będącej posiadaczem tego rachunku. Umowa zobowiązująca do przeniesienia zdematerializowanych papierów wartościowych przenosi te papiery z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu na rachunku papierów wartościowych.

Podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych, jak np. dom maklerski, depozytariusz lub bank depozytariusz, wystawia na żądanie posiadacza rachunku imienne świadectwo depozytowe dotyczące papierów wartościowych zarejestrowanych na danym rachunku. Świadectwo depozytowe potwierdza legitymację do realizacji uprawnień wynikających z papierów wartościowych wskazanych w jego treści, które nie są lub nie mogą być realizowane wyłącznie na podstawie zapisów na rachunku papierów wartościowych, a w szczególności do uczestnictwa w walnym zgromadzeniu. Świadectwa depozytowe mogą być wystawiane przez domy maklerskie, banki prowadzące działalność maklerską, banki powiernicze, zagraniczne firmy inwestycyjne i zagraniczne osoby prawne prowadzące działalność maklerską w Polsce w formie oddziału, KDPW oraz NBP – jeżeli oznaczenie tych rachunków pozwala na identyfikację osób, którym przysługują prawa z papierów wartościowych.

Od chwili wystawienia imiennego świadectwa depozytowego, papiery wartościowe w liczbie wskazanej w treści świadectwa nie mogą być przedmiotem obrotu do chwili utraty jego ważności albo zwrotu świadectwa wystawiającemu przed upływem terminu jego ważności. Na okres ten wystawiający dokonuje blokady odpowiedniej liczby papierów wartościowych na tym rachunku. Te same papiery wartościowe mogą być wskazane w treści kilku świadectw, pod warunkiem, że cel wystawienia każdego ze świadectw jest odmienny. W takim przypadku w kolejnych świadectwach zamieszcza się również informację o dokonaniu blokady papierów wartościowych w związku z wcześniejszym wystawieniem innych świadectw.

Rozliczenie

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, wszystkie transakcje na regulowanym rynku GPW odbywają się na zasadzie płatności przy odbiorze, z przeniesieniem praw w trzy dni po rozliczeniu. Co do zasady, każdy inwestor musi posiadać rachunek papierów wartościowych oraz rachunek gotówkowy prowadzony przez biuro maklerskie lub podmiot zajmujący się działalnością powierniczą w Polsce, a każde biuro maklerskie i podmiot

zajmujący się działalnością powierniczą musi posiadać odpowiednie rachunki w KDPW oraz rachunek gotówkowy w banku rozliczeniowym.

Zgodnie z regulacjami GPW oraz KDPW, KDPW jest obowiązany przeprowadzać, na podstawie listy transakcji (zbiory posesyjne) przekazanej przez GPW, rozliczenia zawartych przez członków GPW transakcji. Z kolei członkowie GPW koordynują rozliczenia dla klientów, na rachunek których przeprowadzono transakcje.

Organizacja obrotu papierami wartościowymi

Na dzień sporządzenia niniejszego Dokumentu Ofertowego sesje na GPW odbywają się regularnie od poniedziałku do piątku od godz. 8:30 do godz. 16:35 czasu warszawskiego, o ile zarząd Giełdy nie postanowi inaczej.

W zależności od rynku, na którym notowane są dane papiery wartościowe, oferty zgłaszane są w systemie notowań ciągłych (główny parkiet) lub w systemie kursu jednolitego z jednokrotnym lub dwukrotnym określeniem kursu jednolitego (rynek równoległy). Ponadto, dla dużych pakietów akcji możliwe są tak zwane transakcje pakietowe prowadzone poza księgą zamówień publicznych w systemie notowań ciągłych lub w systemie kursu jednolitego.

Informacje o kursie, wolumenie obrotów oraz wszelkich prawach szczególnych (prawie poboru, prawie do dywidendy) w odniesieniu do poszczególnych akcji dostępne są na oficjalnej stronie GPW pod adresem www.gpw.com.pl.

Prowizje domów maklerskich w Polsce nie są ustalane przez GPW ani przez inne organy regulacyjne – ustala je dom maklerski realizujący transakcję.

Regulacje dotyczące rynku kapitałowego

Polski rynek papierów wartościowych jest regulowany przez trzy ustawy z dnia 29 lipca 2005 r., tj. (i) Ustawę o ofercie publicznej; (ii) Ustawę o obrocie instrumentami finansowymi; oraz (iii) Ustawę o nadzorze nad rynkiem kapitałowym. Od 19 września 2006 roku nadzór nad rynkami kapitałowymi reguluje także Ustawa o nadzorze finansowym. Ponadto, polski rynek kapitałowy podlega regulacjom zawartym w aktach wykonawczych przyjętych na podstawie wymienionych wyżej ustaw i przepisów wspólnotowych, które – podobnie jak rozporządzenia wspólnotowe – mają bezpośrednie zastosowanie w Polsce.

Organem nadzorującym rynek kapitałowy w Polsce jest KNF.

Ustawa o ofercie publicznej: prawa i obowiązki związane z nabyciem i sprzedażą znacznych pakietów akcji

Spółka jest spółką publiczną w rozumieniu art. 4 punkt 20 Ustawy o ofercie publicznej; każdorazowo w odniesieniu do nabycia i sprzedaży Akcji stosuje się następujące wymagania:

Obowiązek zawiadomienia KNF o nabyciu lub przeniesieniu Akcji

Zgodnie z przepisami Ustawy o ofercie publicznej, każdy, kto:

- osiągnął lub przekroczył 55%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, 331/3%, 50%, 75% albo 90% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej; albo
- posiadał co najmniej 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, 331/3%, 50%, 75% albo 90% ogólnej liczby głosów w tej spółce, a w wyniku zmniejszenia tego udziału osiągnął odpowiednio 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, 331/3%, 50%, 75% albo 90% lub mniej ogólnej liczby głosów
- jest obowiązany niezwłocznie zawiadomić o tym KNF oraz spółkę, nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia, w którym dowiedział się o zmianie udziału w ogólnej liczbie głosów lub przy zachowaniu należytej staranności mógł się o niej dowiedzieć, a w przypadku zmiany wynikającej z nabycia akcji spółki publicznej w transakcji zawartej na rynku regulowanym – nie później niż w terminie 6 dni sesyjnych od dnia zawarcia transakcji. Dniami sesyjnymi są dni określone przez spółkę prowadzącą rynek regulowany (w przypadku Spółki – GPW) w regulaminie, zgodnie z przepisami Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz ogłoszone przez KNF w drodze publikacji na stronach internetowych.

Obowiązek zawiadomienia KNF i spółki publicznej powstaje również w przypadku:

- nabycia lub sprzedaży przez dowolnego akcjonariusza będącego dotychczas w posiadaniu akcji spółki odpowiadających ponad 10% głosów na walnym zgromadzeniu akcji spółki dopuszczonych do obrotu na rynku głównym GPW stanowiących nie mniej niż 2% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu;
- nabycia lub sprzedaży przez dowolnego akcjonariusza będącego dotychczas w posiadaniu akcji spółki odpowiadających ponad 10% głosów na walnym zgromadzeniu akcji spółki dopuszczonych do obrotu na rynku regulowanym innym niż prowadzony przez GPW stanowiących nie mniej niż 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu;
- nabycia lub sprzedaży przez dowolną osobę będącą w posiadaniu ponad 33% głosów na walnym zgromadzeniu akcji danej spółki publicznej odpowiadających co najmniej 1% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu.

Obowiązek dokonania powyższego zawiadomienia nie powstaje w przypadku, gdy po rozliczeniu w depozycie papierów wartościowych kilku transakcji zawartych na rynku regulowanym w tym samym dniu zmiana udziału w ogólnej liczbie głosów w spółce publicznej na koniec dnia rozliczenia nie powoduje osiągnięcia lub przekroczenia progu ogólnej liczby głosów, z którym wiąże się powstanie tych obowiązków.

Powyższe zawiadomienie może być sporządzone w języku polskim lub angielskim.

Po otrzymaniu zawiadomienia spółka publiczna zobowiązana jest do niezwłocznego przekazywania tej informacji równocześnie do wiadomości publicznej, KNF oraz spółce prowadzącej rynek regulowany, na którym notowane są akcje tej spółki.

KNF może zwolnić spółkę z obowiązku przekazania informacji do wiadomości publicznej w przypadku, gdy ujawnienie takich informacji mogłoby:

- zaszkodzić interesowi publicznemu; lub
- spowodować istotną szkodę dla interesów tej spółki – o ile brak odpowiedniej informacji nie spowoduje wprowadzenia w błąd ogółu inwestorów w zakresie oceny wartości papierów wartościowych.

Wezwania

Nabycie Akcji w liczbie powodującej zwiększenie udziału ich posiadacza w ogólnej liczbie głosów do ponad 5% lub 10% w danym okresie

Nabycie akcji spółki publicznej w liczbie powodującej zwiększenie udziału w ogólnej liczbie głosów o więcej niż:

- 10% ogólnej liczby głosów w okresie krótszym niż 60 dni, przez podmiot, którego udział w ogólnej liczbie głosów w tej spółce wynosi mniej niż 33%;
- 5% ogólnej liczby głosów w okresie krótszym niż 12 miesięcy, przez akcjonariusza, którego udział w ogólnej liczbie głosów w tej spółce wynosi, co najmniej 33%;
- może nastąpić wyłącznie w wyniku ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę tych akcji w liczbie nie mniejszej niż odpowiednio 10% lub 5% ogólnej liczby głosów w spółce.

Przekroczenie progu 33%

Przekroczenie progu 33% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej może nastąpić wyłącznie w wyniku ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji tej spółki w liczbie zapewniającej osiągnięcie 66% ogólnej liczby głosów, z wyjątkiem przypadku, gdy przekroczenie 33 % ogólnej liczby głosów ma nastąpić w wyniku ogłoszenia wezwania na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji tej spółki.

W przypadku, gdy przekroczenie progu 33% ogólnej liczby głosów nastąpiło w wyniku pośredniego nabycia akcji, objęcia akcji nowej emisji, nabycia akcji w wyniku oferty publicznej lub w ramach wnoszenia ich do spółki jako wkładu niepieniężnego, połączenia lub podziału spółki, w wyniku zmiany statutu spółki, wygaśnięcia uprzywilejowania akcji lub zajścia innego niż czynność prawna, akcjonariusz zobowiązany jest, w terminie trzech miesięcy od przekroczenia 33% ogólnej liczby głosów, do:

- ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji spółki w liczbie skutkującej osiągnięciem 66 % ogólnej liczby głosów; lub

- sprzedaży akcji w liczbie skutkującej osiągnięciem nie więcej niż 33% ogólnej liczby głosów,
- chyba że w tym terminie udział akcjonariusza w ogólnej liczbie głosów ulegnie zmniejszeniu do nie więcej niż 33% ogólnej liczby głosów, odpowiednio w wyniku podwyższenia kapitału zakładowego, zmiany statutu spółki lub wygaśnięcia uprzywilejowania jego akcji.

Jeżeli przekroczenie 33% ogólnej liczby głosów nastąpiło w wyniku dziedziczenia, obowiązek ogłoszenia wezwania ma zastosowanie wyłącznie w przypadku, gdy po takim nabyciu akcji udział w ogólnej liczbie głosów uległ dalszemu zwiększeniu. Termin wykonania tego obowiązku liczy się od dnia, w którym nastąpiło zdarzenie powodujące zwiększenie udziału w ogólnej liczbie głosów.

Przekroczenie progu 66%

Przekroczenie progu 66% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej może nastąpić wyłącznie w wyniku ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę pozostałych akcji tej spółki.

W przypadku, gdy przekroczenie progu 66% ogólnej liczby głosów nastąpiło w wyniku pośredniego nabycia akcji, objęcia akcji nowej emisji, nabycia akcji w wyniku oferty publicznej lub w ramach wnoszenia ich do spółki jako wkładu niepieniężnego, połączenia lub podziału spółki, w wyniku zmiany statutu spółki, wygaśnięcia uprzywilejowania akcji lub zajścia innego niż czynność prawna, akcjonariusz zobowiązany jest, w terminie trzech miesięcy od przekroczenia 66% ogólnej liczby głosów, do ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji tej spółki, chyba że w tym terminie udział akcjonariusza w ogólnej liczbie głosów ulegnie zmniejszeniu do nie więcej niż 66 % ogólnej liczby głosów, odpowiednio w wyniku podwyższenia kapitału zakładowego, zmiany statutu spółki lub wygaśnięcia uprzywilejowania jego akcji

Warunki wezwania

Wezwanie jest ogłaszane i przeprowadzane za pośrednictwem podmiotu prowadzącego działalność maklerską na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, który jest obowiązany (nie później niż na 14 dni roboczych przed dniem rozpoczęcia przyjmowania zapisów) do równoczesnego zawiadomienia o zamiarze jego ogłoszenia Komisji oraz spółki prowadzącej rynek regulowany, na którym są notowane dane akcje. Podmiot ten załącza do zawiadomienia treść wezwania. Kopia wezwania jest następnie publikowana w co najmniej jednym dzienniku ogólnopolskim.

Ogłoszenie wezwania następuje po ustanowieniu zabezpieczenia w wysokości nie mniejszej niż 100 % wartości akcji, które mają być przedmiotem wezwania. Ustanowienie zabezpieczenia powinno być udokumentowane zaświadczeniem banku lub innej instytucji finansowej udzielającej zabezpieczenia lub pośredniczącej w jego udzieleniu.

Odstąpienie od ogłoszonego wezwania jest niedopuszczalne, chyba że po jego ogłoszeniu inny podmiot ogłosił wezwanie dotyczące tych samych akcji. Odstąpienie od wezwania ogłoszonego na wszystkie pozostałe akcje tej spółki jest dopuszczalne jedynie wtedy, gdy inny podmiot ogłosił wezwanie na wszystkie pozostałe akcje tej spółki po cenie nie niższej niż w tym wezwaniu.

Po otrzymaniu zawiadomienia o ogłoszeniu wezwania KNF może, najpóźniej na trzy dni robocze przed dniem rozpoczęcia przyjmowania zapisów, zgłosić żądanie wprowadzenia niezbędnych zmian lub uzupełnień w treści wezwania albo przekazania wyjaśnień dotyczących jego treści, w terminie określonym w żądaniu, jednak nie krótszym, niż dwa dni.

Rozpoczęcie przyjmowania zapisów w wezwaniu ulega wstrzymaniu do czasu dokonania czynności wskazanych w żądaniu, o którym mowa wyżej, przez podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania.

Po zakończeniu wezwania, podmiot który ogłosił wezwanie jest obowiązany zawiadomić, w trybie, o którym mowa w art. 69 Ustawy o ofercie publicznej, o liczbie akcji nabytych w wezwaniu oraz procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów osiągniętym w wyniku wezwania.

W okresie między dokonaniem zawiadomienia o wezwaniu a zakończeniem wezwania podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania oraz wszystkie podmioty od niego zależne lub wobec niego dominujące, lub podmioty będące stronami zawartego z nim porozumienia dotyczącego nabycia akcji w spółce publicznej przez daną stronę lub podmioty będące stronami zawartego z nim porozumienia dotyczącego zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu lub prowadzenia trwałej polityki w wobec spółki:

- mogą nabywać akcje spółki, której dotyczy wezwanie, jedynie w ramach tego wezwania i w sposób w nim określony;

- nie mogą zbywać akcji spółki, której dotyczy wezwanie, ani zawierać umów, z których mógłby wynikać obowiązek zbycia przez nie tych akcji, w czasie trwania wezwania
- nie mogą nabywać pośrednio akcji spółki publicznej, której dotyczy wezwanie.

Cena akcji proponowana w wezwaniu

W przypadku, gdy którekolwiek z akcji spółki są przedmiotem obrotu na rynku regulowanym, cena proponowana w wezwaniu nie może być niższa od:

średniej ceny rynkowej z okresu sześciu miesięcy poprzedzających ogłoszenie wezwania, w czasie których dokonywany był obrót tymi akcjami na rynku głównym, albo

średniej ceny rynkowej z krótszego okresu – w przypadku, gdy obrót akcjami spółki był dokonywany na rynku głównym przez okres krótszy niż określony w poprzednim punkcie.

Cena akcji proponowana w wezwaniu nie może być również niższa od:

- najwyższej ceny, jaką za akcje będące przedmiotem wezwania podmiot obowiązany do jego ogłoszenia, podmioty od niego zależne lub wobec niego dominujące, lub podmioty będące stronami zawartego z nim porozumienia dotyczącego nabycia przez ten podmiot akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu w kluczowych dla spółki sprawach zapłaciły w okresie 12 miesięcy przed ogłoszeniem wezwania, albo
- najwyższej wartości rzeczy lub praw, które podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania lub podmioty, o których mowa w poprzednim punkcie wydały w zamian za akcje będące przedmiotem wezwania, w okresie 12 miesięcy przed ogłoszeniem wezwania.

Cena akcji proponowana w wezwaniu do sprzedaży lub zamiany wszystkich pozostałych akcji spółki publicznej nie może być również niższa od średniej ceny rynkowej z okresu 3 miesięcy obrotu tymi akcjami na rynku regulowanym poprzedzających ogłoszenie wezwania.

W przypadku, gdy średnia cena rynkowa akcji ustalona zgodnie podanymi wyżej zasadami znacznie odbiega od wartości godziwej tych akcji z powodu:

- przyznania akcjonariuszom prawa poboru, prawa do dywidendy, prawa do nabycia akcji spółki przejmującej w związku z podziałem spółki publicznej przez wydzielenie lub innych praw majątkowych związanych z posiadaniem akcji spółki publicznej;
- znacznego pogorszenia sytuacji finansowej lub majątkowej spółki na skutek zdarzeń lub okoliczności, których spółka nie mogła przewidzieć lub im zapobiec;
- zagrożenia spółki trwałą niewypłacalnością;
- podmiot ogłaszający wezwanie może zwrócić się do KNF z wnioskiem o udzielenie zgody na zaproponowanie w wezwaniu ceny niespełniającej kryteriów wymienionych wyżej. KNF może udzielić takiej zgody, o ile proponowana cena nie jest niższa od wartości godziwej tych akcji, a ogłoszenie takiego wezwania nie naruszy uzasadnionego interesu akcjonariuszy.

W przypadku, gdy ustalenie ceny zgodnie z wymienionymi wyżej zasadami jest niemożliwe lub w przypadku, gdy w stosunku do spółki otwarte zostało postępowanie układowe lub upadłościowe, cena akcji nie może być niższa od wartości godziwej.

Cena akcji proponowana w wezwaniu, o którym mowa w art. 72-74 Ustawy o ofercie publicznej może być niższa w odniesieniu do akcji stanowiących co najmniej 5% wszystkich akcji spółki, które będą nabyte w wezwaniu od oznaczonej osoby zgłaszającej się na wezwanie, jeżeli podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania i ta osoba tak postanowią.

Przymusowy wykup akcji

Akcjonariuszowi spółki publicznej, który samodzielnie lub wspólnie z podmiotami od niego zależnymi lub wobec niego dominującymi oraz podmiotami będącymi stronami zawartego z nim porozumienia dotyczącego nabycia przez te podmioty akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu w kluczowych dla spółki sprawach osiągnął lub przekroczył 90% ogólnej liczby głosów w tej spółce, przysługuje, w terminie trzech miesięcy od osiągnięcia lub przekroczenia tego progu, prawo żądania od pozostałych akcjonariuszy sprzedaży wszystkich posiadanych przez nich akcji (przymusowy wykup).

Cenę akcji podlegających przymusowemu wykupowi ustala się zgodnie z zasadami określonymi w Ustawie o ofercie publicznej dotyczącymi określenia ceny akcji w wezwaniu, zawartymi w art. 79 ust. 1-3 Ustawy o ofercie publicznej, jednak z zastrzeżeniem, że jeżeli osiągnięcie lub przekroczenie progu 90% ogólnej liczby akcji nastąpiło w wyniku ogłoszonego wezwania na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji spółki, cena przymusowego wykupu nie może być niższa od ceny proponowanej w tym wezwaniu

Przymusowy wykup jest ogłaszany i przeprowadzany za pośrednictwem podmiotu prowadzącego działalność maklerską na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, który jest obowiązany, nie później niż na 14 dni roboczych przed rozpoczęciem przymusowego wykupu, do równoczesnego zawiadomienia o zamiarze jego ogłoszenia KNF oraz spółki prowadzącej rynek regulowany, na którym notowane są dane akcje, a jeżeli akcje spółki notowane są na kilku rynkach regulowanych – wszystkie te spółki. Podmiot ten załącza do zawiadomienia informacje na temat przymusowego wykupu.

Odstąpienie od ogłoszonego przymusowego wykupu jest niedopuszczalne.

Przymusowy odkup akcji

Akcjonariusz spółki publicznej może zażądać wykupienia posiadanych przez niego akcji przez innego akcjonariusza, który osiągnął lub przekroczył 90 % ogólnej liczby głosów w tej spółce. Żądanie składa się na piśmie w terminie trzech miesięcy od dnia, w którym nastąpiło osiągnięcie lub przekroczenie tego progu przez innego akcjonariusza, a w przypadku, gdy informacja o osiągnięciu lub przekroczeniu progu 90% ogólnej liczby głosów nie została przekazana do publicznej wiadomości w trybie określonym w Ustawie o ofercie publicznej, termin na złożenie żądania biegnie od dnia, w którym akcjonariusz spółki publicznej żądający wykupienia posiadanych przez niego akcji, dowiedział się lub przy zachowaniu należytej staranności mógł się dowiedzieć o osiągnięciu lub przekroczeniu tego progu przez innego akcjonariusza.

Żądaniu są obowiązani zadośćuczynić solidarnie akcjonariusz, który osiągnął lub przekroczył 90% ogólnej liczby głosów, jak również podmioty wobec niego zależne lub dominujące, w terminie 30 dni od dnia jego zgłoszenia. Obowiązek nabycia akcji od akcjonariusza spoczywa również solidarnie na każdej ze stron porozumienia dotyczącego nabycia przez strony tego porozumienia akcji spółki publicznej, w przypadku, gdy członkowie tego porozumienia posiadają wspólnie, wraz z podmiotami dominującymi lub zależnymi, co najmniej 90% ogólnej liczby głosów

Cenę akcji podlegających przymusowemu odkupowi ustala się zgodnie z zasadami określonymi w Ustawie o ofercie publicznej dotyczącymi określenia ceny akcji w wezwaniu, zawartymi w art. 79 ust. 1-3 Ustawy o ofercie publicznej, jednak z zastrzeżeniem, że jeżeli osiągnięcie lub przekroczenie progu 90% ogólnej liczby akcji nastąpiło w wyniku ogłoszonego wezwania na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji spółki, akcjonariusz żądający odkupu uprawniony jest do otrzymania ceny nie niższej niż cena proponowana w tym wezwaniu.

Podmioty objęte obowiązkami związanymi ze znacznymi pakietami akcji

Obowiązki określone w przepisach dotyczących zawiadomienia KNF o osiągnięciu lub przekroczeniu danego progu ogólnej liczby głosów w spółce publicznej, wezwaniu do sprzedaży lub zamiany akcji, przymusowym wykupie lub zakupie akcji spoczywają również na:

- podmiocie, który osiągnął lub przekroczył określony w Ustawie próg ogólnej liczby głosów w związku z nabywaniem lub zbywaniem kwitów depozytowych wystawionych w związku z akcjami spółki publicznej;
- funduszu inwestycyjnym, również w przypadku, gdy osiągnięcie lub przekroczenie danego progu ogólnej liczby głosów określonego w tych przepisach następuje w związku z posiadaniem akcji łącznie przez inne fundusze inwestycyjne zarządzane przez to samo towarzystwo funduszy inwestycyjnych lub inne fundusze inwestycyjne utworzone poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zarządzane przez ten sam podmiot;
- podmiocie, w przypadku którego osiągnięcie lub przekroczenie danego progu ogólnej liczby głosów określonego w przepisach Ustawy o ofercie publicznej następuje w związku z posiadaniem akcji przez (i) osobę trzecią w imieniu własnym, lecz na zlecenie lub na rzecz tego podmiotu, z wyłączeniem akcji nabytych w ramach wykonywania czynności polegających na nabywaniu lub zbywaniu instrumentów finansowych na rzecz osoby składającej zlecenie, (ii) w ramach wykonywania czynności polegających na zarządzaniu portfelami, w skład których wchodzi jeden lub większa liczba instrumentów finansowych, zgodnie z przepisami Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz Ustawy

o funduszach inwestycyjnych – w zakresie akcji wchodzących w skład zarządzanych portfeli papierów wartościowych, z których podmiot ten, jako zarządzający, może w imieniu zleceniodawców wykonywać prawo głosu na walnym zgromadzeniu, (iii) osobę trzecią, z którą ten podmiot zawarł umowę, której przedmiotem jest przekazanie uprawnienia do wykonywania prawa głosu;

- pełnomocniku, który w ramach pełnomocnictwa do reprezentowania akcjonariusza na walnym zgromadzeniu został upoważniony do wykonywania prawa głosu z akcji spółki publicznej, jeżeli akcjonariusz ten nie wydał wiążących dyspozycji co do sposobu głosowania;
- łącznie na wszystkich podmiotach, które łączy pisemne lub ustne porozumienie dotyczące nabywania przez te podmioty akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania w kluczowych dla tej spółki sprawach na walnym zgromadzeniu w przypadku, gdy choćby jeden z tych podmiotów podjął lub zamierzał podjąć czynności powodujące powstanie tych obowiązków;
- podmiotach, które zawierają porozumienie, o którym mowa powyżej, posiadając akcje spółki publicznej, w liczbie zapewniającej łącznie osiągnięcie lub przekroczenie danego progu ogólnej liczby głosów określonego w tych przepisach. W przypadkach wymienionych w dwóch podpunktach powyżej, obowiązki określone w przepisach dotyczących znacznych pakietów akcji mogą zostać spełnione przez jedną ze stron porozumienia wskazaną przez strony tego porozumienia.

Obowiązki określone w przepisach dotyczących zawiadomienia KNF o osiągnięciu lub przekroczeniu danego progu ogólnej liczby głosów w spółce publicznej, wezwaniu do sprzedaży lub zamiany akcji, przymusowym wykupie lub zakupie akcji powstają również w przypadku, gdy prawa głosu związane są z papierami wartościowymi zdeponowanymi lub zarejestrowanymi w podmiocie, który może rozporządzać nimi według własnego uznania.

Ustawa o obrocie instrumentami finansowymi

Obrót papierami wartościowymi z wykorzystaniem informacji poufnych

Informacją poufną jest określona w sposób precyzyjny informacja dotycząca, bezpośrednio lub pośrednio, jednego lub kilku emitentów instrumentów finansowych, albo nabywania lub zbywania takich instrumentów, która nie została przekazana do publicznej wiadomości, a która po takim przekazaniu mogłaby w istotny sposób wpłynąć na cenę tych instrumentów lub powiązanych instrumentów pochodnych.

Każdy, kto uzyskuje dostęp do informacji poufnej w związku z pełnieniem funkcji w organach spółki lub innego podmiotu, posiadaniem akcji lub udziałów w spółce lub innym podmiocie lub w związku z dostępem do informacji poufnej z racji zatrudnienia, a także stosunku zlecenia lub innej umowy lub stosunku prawnego o podobnym charakterze, nie może wykorzystywać takiej informacji. Czynności określane jako zakazane obejmują:

- nabywanie lub zbywanie na rachunek własny lub osoby trzeciej akcji emitenta, praw pochodnych dotyczących akcji emitenta lub innych instrumentów finansowych dotyczących akcji emitenta;
- udzielanie rekomendacji lub nakłanianie innych osób do nabycia lub zbycia instrumentów finansowych, których dotyczy dana informacja poufna; oraz
- umożliwianie lub ułatwianie wejścia w posiadanie przez osobę nieuprawnioną informacji poufnej dotyczącej jednego lub kilku emitentów lub wystawców instrumentów finansowych.

Każda osoba publikująca lub wykorzystująca informację poufną z naruszeniem przepisów prawa może podlegać karze pozbawienia wolności lub grzywnie albo obu tym sankcjom łącznie. Maksymalna grzywna wynosi 5 milionów złotych; okres pozbawienia wolności może wynosić od trzech miesięcy do ośmiu lat.

Obowiązki związane z nabywaniem lub zbywaniem akcji w trakcie trwania okresów zamkniętych

Kolejne ograniczenie wprowadzone na mocy Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi dotyczy wyłącznie członków zarządu, rad nadzorczych, zarejestrowanych pełnomocników emitenta, osób zatrudnionych przez emitenta, biegłych rewidentów lub innych osób, z którymi emitent pozostaje w stosunku zlecenia lub innym stosunku prawnym o podobnym charakterze (osób mających dostęp do informacji poufnej pierwszego stopnia), które w trakcie okresu zamkniętego nie mogą nabywać lub zbywać, na rachunek własny lub osoby trzeciej, instrumentów finansowych akcji wystawionych przez emitenta, instrumentów pochodnych z nimi związanych ani innych instrumentów finansowych z nimi związanych ani dokonywać, na rachunek własny lub na rachunek

stron trzecich, innych czynności prawnych, które prowadzą lub mogłyby doprowadzić do rozporządzenia takimi instrumentami finansowymi.

Ponadto, osoby posiadające dostęp do informacji poufnej pierwszego stopnia w związku z pełnieniem obowiązków w ramach organów zarządzających podmiotu posiadającego osobowość prawną i, nie mogą, w trakcie trwania okresów zamkniętych dokonywać czynności mających na celu spowodowanie nabycia lub zbycia przez taki podmiot, na rachunek własny lub na rachunek strony trzeciej, akcji emitenta, praw pochodnych dotyczących akcji emitenta ani innych instrumentów finansowych dotyczących akcji emitenta, ani dokonywać czynności prawnych, które doprowadzą lub mogłyby doprowadzić do rozporządzenia takimi instrumentami finansowymi przez ten podmiot na rachunek własny lub rachunek dowolnej strony trzeciej.

Wymienione wyżej ograniczenia nie mają zastosowania do czynności podejmowanych: (i) przez podmiot prowadzący działalność maklerską, któremu dana osoba zleciła zarządzanie portfelem instrumentów finansowych w sposób wyłączający ingerencję tej osoby w podejmowane na jej rachunek decyzje inwestycyjne; albo (ii) w związku z wykonywaniem umowy zobowiązującej do zbycia lub nabycia akcji emitenta, praw pochodnych dotyczących akcji emitenta oraz innych instrumentów finansowych z nimi powiązanych, zawartej na piśmie z datą pewną przed rozpoczęciem biegu danego okresu zamkniętego; albo (iii) w wyniku złożenia przez osobę posiadającą dostęp do informacji poufnej pierwszego stopnia zapisu w odpowiedzi na ogłoszone wezwanie do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji, zgodnie z przepisami Ustawy o ofercie publicznej; albo (iv) w związku z obowiązkiem ogłoszenia przez osobę posiadającą dostęp do informacji poufnej pierwszego stopnia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji, zgodnie z przepisami ustawy o ofercie publicznej; albo (v) w związku z wykonaniem przez dotychczasowego akcjonariusza emitenta prawa poboru; albo (vi) w związku z ofertą skierowaną do pracowników lub osób wchodzących w skład statutowych organów emitenta, pod warunkiem że informacja na temat takiej oferty była publicznie dostępna przed rozpoczęciem biegu danego okresu zamkniętego.

Okresem zamkniętym jest: (i) okres od wejścia w posiadanie przez osobę fizyczną wymienioną w art. 156 ust. 1 pkt 1 lit. a Ustawy o obrocie papierami wartościowymi (*primary insider*) informacji poufnej dotyczącej emitenta instrumentów finansowych do przekazania tej informacji do wiadomości publicznej; (ii) w przypadku raportu rocznego – okres dwóch miesięcy przed przekazaniem raportu do wiadomości publicznej, lub gdy okres ten jest krótszy, okres pomiędzy końcem danego roku obrotowego a przekazaniem raportu do wiadomości publicznej; (iii) w przypadku raportu półrocznego – okres jednego miesiąca przed przekazaniem raportu do publicznej wiadomości, lub gdy okres ten jest krótszy, okres pomiędzy dniem zakończenia danego półrocza a przekazaniem raportu do publicznej wiadomości; oraz (iv) w przypadku raportu kwartalnego – okres dwóch tygodni przed przekazaniem raportu do publicznej wiadomości, lub gdy okres ten jest krótszy, okres pomiędzy dniem zakończenia danego kwartału a przekazaniem tego raportu do publicznej wiadomości.

W przypadku, gdy osoba posiadająca dostęp do informacji poufnych naruszy określony wyżej zakaz w trakcie biegu okresu zamkniętego, KNF może nałożyć grzywnę w wysokości do 200 tysięcy złotych.

Ponadto, osoby wchodzące w skład statutowych organów emitenta lub pełniące funkcję jego pełnomocnika lub osoby pełniące funkcje zarządcze posiadające dostęp do informacji poufnych emitenta zobowiązane są zawiadomić KNF oraz emitenta o dokonywanych przez nie transakcjach dotyczących akcji emitenta lub instrumentów finansowych z nimi związanych. Obowiązek ten stosuje się również w odniesieniu do transakcji dokonywanych przez krewnych osób wymienionych w poprzednim zdaniu, zgodnie z definicją zawartą w art. 160 ust. 2 Ustawy o obrocie instrumentami finansowymi. Naruszenie wymienionego wyżej obowiązku podlega grzywnie do 100 tysięcy złotych.

Kodeks Spółek Handlowych – obowiązek zawiadomienia spółki o powstaniu stosunku dominacji

Spółka dominująca, w rozumieniu art. 4 § 1 ust. 4) Kodeksu spółek handlowych, ma obowiązek zawiadomić spółkę od niej zależną o powstaniu stosunku dominacji w terminie dwóch tygodni od powstania takiego stosunku pod rygorem zawieszenia wykonywanie prawa głosu z akcji reprezentujących więcej niż 33% kapitału zakładowego spółki zależnej.

Uchwała walnego zgromadzenia powzięta z naruszeniem obowiązku zawiadomienia jest nieważna, chyba że spełnia wymogi kworum oraz większości głosów bez uwzględnienia głosów nieważnych.

Rozporządzenie Rady (WE) nr 139/2004 w sprawie kontroli koncentracji

Wymogi w zakresie kontroli koncentracji wynikają także z przepisów Rozporządzenia w Sprawie Koncentracji. Rozporządzenie to reguluje kwestię tzw. koncentracji o wymiarze wspólnotowym, a więc dotyczącą przedsiębiorstw i powiązanych z nimi podmiotów, które przekraczają określone progi obrotu towarami

i usługami. Rozporządzenie w Sprawie Koncentracji obejmuje jedynie takie przypadki koncentracji, w wyniku których dochodzi do trwałej zmiany struktury własności w przedsiębiorstwie. Koncentracje wspólnotowe podlegają zgłoszeniu do Komisji Europejskiej przed ich ostatecznym dokonaniem.

Koncentracja przedsiębiorstw ma wymiar wspólnotowy w przypadku, gdy:

- łączny światowy obrót wszystkich przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 5 miliardów euro; oraz
- łączny obrót przypadający na Wspólnotę Europejską każdego z co najmniej dwóch przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 250 milionów euro, chyba że każde z przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji uzyskuje więcej niż dwie trzecie swoich łącznych obrotów przypadających na Wspólnotę Europejską w jednym i tym samym państwie członkowskim.

Koncentracja przedsiębiorstw niespełniających powyższych kryteriów ma również wymiar wspólnotowy w przypadku, gdy:

- łączny światowy obrót wszystkich przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 2,5 miliarda euro;
- w każdym z co najmniej trzech państw członkowskich łączny obrót wszystkich przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 100 milionów euro;
- w każdym z co najmniej trzech państw członkowskich, określonych dla celów wskazanych powyżej, łączny obrót co najmniej dwóch przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi co najmniej 25 milionów euro; oraz
- łączny obrót przypadający na Wspólnotę Europejską każdego z co najmniej dwóch przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji wynosi więcej niż 100 milionów euro, chyba że każde z przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji uzyskuje więcej niż dwie trzecie swoich łącznych obrotów przypadających na Wspólnotę w jednym i tym samym państwie członkowskim.

Ustawa antymonopolowa

Ustawa antymonopolowa przewiduje szczególne wymagania w zakresie, między innymi, nabycia akcji.

Decyzje w sprawie koncentracji

Zamiar koncentracji przedsiębiorstw podlega zgłoszeniu do Prezesa UOKiK w przypadku, gdy łączny światowy obrót przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji w roku obrotowym poprzedzającym rok zgłoszenia przekracza równowartość 1 miliarda euro lub łączny obrót na terytorium Rzeczpospolitej Polskiej przedsiębiorstw uczestniczących w koncentracji w roku obrotowym poprzedzającym rok zgłoszenia przekracza 50 milionów euro. Powyższe dane na temat obrotu uwzględniają zarówno wysokość obrotów przedsiębiorstw bezpośrednio uczestniczących w koncentracji, jak i wysokość obrotów członków ich grup kapitałowych.

Prezes UOKiK wydaje zgodę na dokonanie koncentracji, która nie ograniczy w sposób znaczący konkurencji na rynku, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku.

Przepisy Ustawy antymonopolowej dotyczą „przedsiębiorstw", w tym osób będących przedsiębiorcami w rozumieniu Ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, jak również osób fizycznych sprawujących kontrolę nad co najmniej jednym podmiotem poprzez posiadanie, bezpośrednio lub pośrednio, większości głosów na zgromadzeniu udziałowców lub na walnym zgromadzeniu, także jako zastawnik lub użytkownik, lub w zarządzie innego przedsiębiorcy (przedsiębiorcy zależnego), także na podstawie porozumień ze stronami trzecimi, jeżeli podejmują one dalsze działania w istocie swej podlegające kontroli koncentracji na mocy Ustawy antymonopolowej, nawet w przypadku, gdy takie osoby fizyczne nie prowadzą działalności gospodarczej w rozumieniu Ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

Obowiązek zgłoszenia Prezesowi UOKiK zamiaru koncentracji dotyczy zamiaru:

- połączenia dwóch lub więcej spółek;
- przejęcia – przez objęcie lub nabycie akcji, innych papierów wartościowych, aktywów lub w jakikolwiek inny sposób – bezpośredniej lub pośredniej kontroli nad całością lub częścią jednego lub więcej przedsiębiorstw w imieniu jednego lub więcej przedsiębiorstw;
- utworzenia przez przedsiębiorstwa wspólnego przedsiębiorstwa o charakterze *joint-venture*;

- nabycia przez przedsiębiorstwo mienia innego przedsiębiorstwa, w całości lub w części, z zastrzeżeniem, że obrót realizowany przez to mienie w którymkolwiek z dwóch lat obrotowych poprzedzających rok zgłoszenia przekroczył na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej równowartość 10 milionów euro.

Ustawa antymonopolowa definiuje przejęcie kontroli jako wszelkie formy bezpośredniego lub pośredniego uzyskania uprawnień, które osobno albo łącznie, przy uwzględnieniu wszystkich okoliczności prawnych lub faktycznych, umożliwiają wywieranie decydującego wpływu na inne przedsiębiorstwo.

Ustawa antymonopolowa nie przewiduje wymogu zgłaszania planowanej koncentracji w przypadku, gdy obrót na terytorium Rzeczpospolitej Polskiej przedsiębiorstwa, nad którym ma nastąpić przejęcie oraz jego podmiotów zależnych w żadnym z dwóch lat obrotowych poprzedzających rok zgłoszenia nie przekroczył 10 milionów euro.

Ponadto, zgodnie z art. 14 Ustawy antymonopolowej, nie wymaga zgłoszenia zamiar koncentracji w odniesieniu do planowanej koncentracji: (a) polegającej na czasowym nabyciu lub objęciu przez instytucję finansową akcji albo udziałów w celu ich odsprzedaży, jeżeli przedmiotem działalności gospodarczej tej instytucji jest prowadzone na własny lub cudzy rachunek inwestowanie w akcje albo udziały innych podmiotów, pod warunkiem, że odsprzedaż ta nastąpi przed upływem roku od dnia nabycia lub objęcia, oraz że (i) instytucja ta nie wykonuje praw z tych akcji albo udziałów, z wyjątkiem prawa do dywidendy, oraz (ii) wykonuje te prawa wyłącznie w celu przygotowania odsprzedaży całości lub części przedsiębiorstwa, jego majątku lub tych akcji albo udziałów; (b) polegającej na czasowym nabyciu lub objęciu przez podmiot akcji lub udziałów w celu zabezpieczenia wierzytelności, pod warunkiem, że nie będzie on wykonywał praw z tych akcji lub udziałów, z wyłączeniem prawa do ich sprzedaży; (c) przedsiębiorców należących do tej samej grupy kapitałowej; (d) następującej w toku postępowania upadłościowego, z wyłączeniem przypadków, gdy zamierzający przejąć kontrolę jest konkurentem albo należy do grupy kapitałowej, do której należą konkurenci podmiotu przejmowanego;

Zgodnie z art. 97 Ustawy antymonopolowej, podmioty uczestniczące w koncentracji podlegającej zgłoszeniu są obowiązani do wstrzymania się od dokonania koncentracji do czasu wydania przez Prezesa UOKiK decyzji lub upływu terminu, w jakim decyzja powinna zostać wydana. Jednakże ogłoszenie oferty publicznej dotyczącej nabycia lub zamiany akcji, która została zgłoszona Prezesowi UOKiK nie stanowi naruszenia ustawowego obowiązku wstrzymania się od dokonania koncentracji do czasu wydania przez Prezesa decyzji lub upływu terminu, w jakim decyzja taka powinna zostać wydana, jeżeli nabywca nie wykonuje praw głosu wynikających z nabywanych akcji lub wykona je wyłącznie w celu zachowania całkowitej wartości dokonanej inwestycji kapitałowej lub zapobieżenia znaczącej stracie mogącej mieć wpływ na podmioty uczestniczące w koncentracji.

Sankcje administracyjne za naruszenie przepisów

Prezes UOKiK może, między innymi, nałożyć na podmiot, w drodze decyzji, karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10% przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary, jeżeli podmiot ten dokonał koncentracji bez uzyskania zgody Prezesa UOKiK.

OPODATKOWANIE

Zobowiązania podatkowe w ramach polskiego systemu podatkowego

Niniejsza informacja ma charakter ogólny i nie stanowi wyczerpującej analizy skutków prawnych związanych z nabyciem, posiadaniem lub zbyciem Akcji wynikających z prawa polskiego. Inwestorzy powinni w każdym przypadku skonsultować się z doradcą podatkowym, finansowym i prawnym.

Zasady opodatkowania podatkiem dochodowym od osób fizycznych oraz podatkiem dochodowym od osób prawnych

Opodatkowanie dochodów z odpłatnego zbycia papierów wartościowych uzyskiwanych przez osoby fizyczne

Zgodnie z art. 30b ust. 1 Ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych, podatek od dochodów z odpłatnego zbycia papierów wartościowych (w tym akcji) wynosi 19% uzyskanego dochodu. Przez dochód z odpłatnego zbycia papierów wartościowych rozumieć należy nadwyżkę uzyskanych z tego tytułu przychodów (tj. określoną na podstawie ceny określonej w umowie sprzedaży) nad kosztami uzyskania przychodu (tj. wydatkami poniesionymi na ich nabycie lub objęcie papierów wartościowych), osiągniętą w roku podatkowym. Należy wszakże zauważyć, że cena określona w umowie sprzedaży może zostać zakwestionowana przez organ podatkowy w wypadku, gdy bez uzasadnionej przyczyny znacznie odbiega ona od wartości rynkowej papierów wartościowych.

Po zakończeniu danego roku podatkowego, podatnicy osiągający dochody z odpłatnego zbycia papierów wartościowych obowiązani są wykazać je w rocznym zeznaniu podatkowym, obliczyć należny podatek dochodowy i odprowadzić go na rachunek właściwego organu podatkowego. Wskazanych dochodów nie łączy się z dochodami osiąganymi z innych źródeł. Powyższego przepisu nie stosuje się, jeżeli odpłatne zbycie papierów wartościowych następuje w wykonaniu działalności gospodarczej. W takim przypadku przychody z ich sprzedaży kwalifikowane powinny być jako pochodzące z wykonywania działalności gospodarczej i rozliczone na zasadach właściwych dla dochodu z tego źródła.

W przypadku osób fizycznych niemających na terytorium Polski miejsca zamieszkania, uzyskujących na terytorium Polski dochody z tytułu odpłatnego zbycia papierów wartościowych, osoby takie, co do zasady, podlegają identycznym, jak opisane wyżej, zasadom dotyczącym opodatkowania dochodów z odpłatnego zbycia papierów wartościowych, o ile odpowiednie postanowienia umów o unikaniu podwójnego opodatkowania, których Polska jest stroną nie stanowią inaczej. W myśl Konwencji z 1974 r. pomiędzy Rządem Stanów Zjednoczonych Ameryki a Rządem Rzeczpospolitej Polskiej o unikaniu podwójnego opodatkowania i zapobieganiu uchylaniu się od opodatkowania w zakresie podatku dochodowego („polsko-amerykańska umowa o podatku dochodowym") w myśl art. 14 tej umowy dochody uzyskiwane z odpłatnego zbycia papierów wartościowych należy traktować jak zyski kapitałowe. Zgodnie z tym artykułem, osoba mająca miejsce zamieszkania na terytorium Stanów Zjednoczonych jest zwolniona z opodatkowania w Polsce zysków osiąganych ze zbycia papierów wartościowych, chyba że:

- osoba osiągająca zysk, mająca miejsce zamieszkania w USA posiada stały zakład w Polsce i wartość majątkowa przynosząca zysk jest rzeczywiście związana z tym zakładem, lub
- osoba fizyczna osiągająca zysk mająca miejsce zamieszkania w USA przebywa w Polsce przez okres lub okresy, sięgające łącznie lub przekraczające 183 dni w ciągu roku podatkowego.

Zgodnie z art. 30b ust. 3 Ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych, zastosowanie stawki podatku wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo niezapłacenie podatku zgodnie z taką umową jest możliwe pod warunkiem udokumentowania dla celów podatkowych miejsca zamieszkania podatnika uzyskanym od niego certyfikatem rezydencji.

Opodatkowanie dochodów z dywidend oraz innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych uzyskiwanych przez osoby fizyczne

Zgodnie z art. 30a ust. 1 punkt 4 Ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych, od dochodów (przychodów) uzyskiwanych z dywidend i innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych pobiera się 19% zryczałtowany podatek dochodowy. Zgodnie z art. 41 ust. 4 Ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych, podatek od tak uzyskiwanych dochodów jest pobierany przez płatnika, tj. podmiot dokonujący wypłaty lub stawiający do dyspozycji podatnika dywidendy i inne przychody faktycznie uzyskane z akcji, podlegające opodatkowaniu zryczałtowanym podatkiem dochodowym. Przychodów z dywidend i z udziału w

zyskach osób prawnych opodatkowanych zryczałtowanym podatkiem dochodowym nie łączy się z przychodami z innych źródeł i nie wykazuje się w rocznym rozliczeniu podatku.

W przypadku dywidendy i innych dochodów uzyskiwanych w związku z udziałem w zyskach osób prawnych przez osoby fizyczne nieposiadające adresu zamieszkania w Polsce (podlegające w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu, tj. opodatkowane wyłącznie w zakresie dochodu uzyskiwanego w Polsce), zasady opodatkowania podane powyżej stosuje się biorąc pod uwagę umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania zawarte przez Rzeczpospolitą Polską. Zgodnie z art. 11.2 polsko-amerykańskiej umowy o podatku dochodowym dywidendy wypłacane osobie fizycznej mającej miejsce zamieszkania na terytorium USA będą opodatkowane 15% podatku potrąconego u źródła w Polsce. Należy zauważyć, że zastosowanie obniżonej stawki podatku wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania lub niepobranie (niezapłacenie) podatku zgodnie z taką umową jest możliwe wyłącznie pod warunkiem udokumentowania miejsca zamieszkania podatnika uzyskanym od władz kraju będącego drugą stroną umowy certyfikatem rezydencji.

Opodatkowanie dochodów z odpłatnego zbycia papierów wartościowych uzyskiwanych przez podatników podatku dochodowego od osób prawnych

Dochody podatników podatku dochodowego od osób prawnych posiadających siedzibę lub zarząd na terytorium Polski z odpłatnego zbycia papierów wartościowych podlegają opodatkowaniu w Polsce podatkiem dochodowym od osób prawnych. Dochodem podlegającym opodatkowaniu jest różnica między przychodem, tj. wartością papierów wartościowych (ceną określoną w umowie sprzedaży) a kosztem jego uzyskania tj. wydatkami poniesionymi na nabycie lub objęcie wskazanych papierów wartościowych. że cena określona w umowie sprzedaży może zostać zakwestionowana przez organ podatkowy w wypadku, gdy bez uzasadnionej przyczyny znacznie odbiega ona od wartości rynkowej papierów wartościowych. Dochód z odpłatnego zbycia papierów wartościowych wraz z dochodami z innych źródeł łączy się u podatnika w podstawę opodatkowania. Zgodnie z art. 19 ust. 1 Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, podatek od dochodów osiągniętych przez podatników podatku dochodowego od osób prawnych wynosi 19% podstawy opodatkowania.

Podatnicy podatku dochodowego od osób prawnych nieposiadający siedziby lub zarządu na terytorium Polski podlegają w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu (tj. podatek w Polsce naliczany jest wyłącznie od dochodu uzyskanego w Polsce). Podatnicy podatku dochodowego od osób prawnych uzyskujący na terytorium Polski dochody z tytułu odpłatnego zbycia papierów wartościowych, podlegają identycznym jak opisane wyżej zasadom dotyczącym opodatkowania dochodów z odpłatnego zbycia papierów wartościowych, o ile umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania nie stanowią inaczej. W myśl art. 14 polsko-amerykańskiej umowy o podatku dochodowym dochody uzyskiwane z odpłatnego zbycia papierów wartościowych należy traktować jak zyski kapitałowe. Zgodnie z tym artykułem, osoba mająca miejsce zamieszkania na terytorium Stanów Zjednoczonych jest zwolniona z opodatkowania w Polsce zysków osiąganych ze zbycia papierów wartościowych, chyba że osoba uzyskująca dochód, mając miejsce zamieszkania w USA, posiada stały zakład w Polsce i wartość majątkowa przynosząca zysk jest rzeczywiście związana z tym zakładem. Zastosowanie stawki podatku wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo niepobranie podatku zgodnie z taką umową jest możliwe pod warunkiem udokumentowania miejsca siedziby podatnika dla celów podatkowych uzyskanym od podatnika certyfikatem rezydencji.

Opodatkowanie dochodów z dywidend oraz innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Polski uzyskiwanych przez podatników podatku dochodowego od osób prawnych

Zgodnie z art. 22 ust. 1 Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, podatek dochodowy od dochodów z dywidend oraz innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Polski ustala się w wysokości 19% uzyskanego przychodu.

Na podstawie art. 22 ust. 4 Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, zwalnia się od podatku dochodowego dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

- podmiotem wypłacającym dywidendę oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych jest spółka będąca podatnikiem podatku dochodowego, mająca siedzibę lub zarząd na terytorium Polski;
- podmiotem uzyskującym dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych, o których mowa w pkt (i), jest spółka podlegająca w Polsce opodatkowaniu podatkiem dochodowym od całości swoich dochodów, bez względu na miejsce ich osiągania,

- spółka, o której mowa w pkt. (ii) posiada bezpośrednio nie mniej niż 10% udziałów (akcji) w kapitale spółki wypłacającej dywidendę.

Zwolnienie, o którym mowa powyżej, ma zastosowanie w przypadku, kiedy spółka uzyskująca dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Polski posiada udziały (akcje) w spółce wypłacającej te należności w wysokości 10% udziałów (akcji) w kapitale, nieprzerwanie przez okres dwóch lat. Zwolnienie to ma również zastosowanie w przypadku, gdy wspomniany wcześniej okres dwóch lat upływa po dniu uzyskania tych dochodów (przychodów). W przypadku niedotrzymania przez podatnika warunku posiadania udziałów (akcji), w wymaganej wysokości nieprzerwanie przez okres dwóch lat, podatnik jest obowiązany do zapłaty podatku, wraz z odsetkami za zwłokę, w wysokości 19% dochodów (przychodów) do 20 dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym utracił prawo do zwolnienia. Odsetki nalicza się od następnego dnia po dniu, w którym po raz pierwszy podatnik skorzystał ze zwolnienia.

Na mocy art. 26 ust. 1 i 3 Ustawy o Podatku dochodowym od osób prawnych, wskazane w tym przepisie podmioty, które dokonują wypłat należności z tytułu dywidend oraz innych należności z tytułu udziału w zyskach osób prawnych, są obowiązane – jako płatnicy – pobierać w dniu dokonania wypłaty zryczałtowany podatek dochodowy. Podatek należny przekazuje się w terminie do siódmego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym został on pobrany, na rachunek urzędu skarbowego, którym kieruje naczelnik urzędu skarbowego właściwy według siedziby podatnika. W terminie przekazania kwoty pobranego podatku płatnicy są obowiązani przesłać urzędowi skarbowemu deklaracje, a podatnikowi informacje o pobranym podatku, sporządzone według ustalonego wzoru.

Osoby objęte ograniczonym obowiązkiem podatkowym (tj. w przypadku których opodatkowaniu podlega wyłącznie ich dochód uzyskany w Polsce) uzyskujące na terytorium Polski dochody z tytułu dywidend oraz innych przychodów z tytułu udziału w zyskach osób prawnych, podlegają identycznym zasadom opodatkowania jak podmioty podlegające nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu, o ile umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania nie stanowią inaczej. Zgodnie z art. 11.2 polsko-amerykańskiej umowy o podatku dochodowym dywidendy podlegają opodatkowaniu podatkiem potrąconym u źródła według stawki:

- 5% kwoty dywidendy brutto, jeżeli odbiorca jest osobą prawną rozporządzającą bezpośrednio co najmniej 10% akcji z prawem głosu osoby prawnej, wypłacającej dywidendy,
- 15% kwoty dywidendy brutto we wszystkich innych przypadkach.

Jednak zastosowanie stawki podatku wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo niepobranie podatku zgodnie z taką umową jest możliwe pod warunkiem udokumentowania miejsca siedziby podatnika dla celów podatkowych uzyskanym od podatnika certyfikatem rezydencji.

Zasady opodatkowania podatkiem od czynności cywilnoprawnych umów sprzedaży papierów wartościowych

Zgodnie z art. 1 ust. 1 pkt 1 lit. a) w związku z art. 1 ust. 4 Ustawy o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych, podatkowi podlegają umowy sprzedaży oraz zamiany rzeczy i praw majątkowych, jeżeli ich przedmiotem są rzeczy znajdujące się na terytorium Polski lub prawa majątkowe wykonywane na terytorium Polski, w tym papiery wartościowe. Stawka podatku wynosi 1% podstawy opodatkowania, którą jest wartość rynkowa przedmiotu umowy sprzedaży (zamiany). Podatnicy są obowiązani, bez wezwania organu podatkowego, złożyć deklarację w sprawie podatku od czynności cywilnoprawnych oraz obliczyć i wpłacić podatek w terminie 14 dni od dnia powstania obowiązku podatkowego, z wyłączeniem przypadków, gdy podatek jest pobierany przez płatnika, którym w przypadku czynności cywilnoprawnych dokonywanych w formie aktu notarialnego jest notariusz.

Obowiązek podatkowy powstaje z chwilą dokonania czynności cywilnoprawnej i ciąży on - przy umowie sprzedaży - na kupującym. Jednocześnie na podstawie art. 9 pkt 9 Ustawy o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych, sprzedaż maklerskich instrumentów finansowych firmom inwestycyjnym, bądź za ich pośrednictwem, oraz sprzedaż tych instrumentów dokonywana w ramach obrotu zorganizowanego – w rozumieniu przepisów Ustawy o Obrocie Instrumentami Finansowymi, wolna jest od podatku od czynności cywilnoprawnych.

Zasady opodatkowania podatkiem od spadków i darowizn

Zgodnie z art. 1 ust. 1 Ustawy o podatku od spadków i darowizn, podatkowi od spadków i darowizn podlega nabycie przez osoby fizyczne własności rzeczy znajdujących się na terytorium Polski lub praw majątkowych wykonywanych na terytorium Polski, m.in. tytułem dziedziczenia, zapisu, dalszego zapisu, polecenia

testamentowego, darowizny oraz polecenia darczyńcy. Obowiązek podatkowy ciąży na nabywcy własności rzeczy i praw majątkowych. Podstawę opodatkowania stanowi wartość nabytych rzeczy i praw majątkowych po potrąceniu długów i ciężarów (czysta wartość), ustalona według stanu rzeczy i praw majątkowych w dniu nabycia i cen rynkowych obowiązujących w dniu powstania obowiązku podatkowego. Wysokość podatku ustala się w zależności od grupy podatkowej, do której zaliczony jest nabywca. Zaliczenie do grupy podatkowej następuje według osobistego stosunku nabywcy do osoby, od której lub po której zostały nabyte rzeczy i prawa majątkowe. Stawki podatku mają charakter progresywny i wynoszą od 3% do 20% podstawy opodatkowania, w zależności od grupy podatkowej do jakiej zaliczony został nabywca. Dla każdej grupy podatkowej istnieją także kwoty wolne od podatku. Podatnicy są obowiązani, z wyjątkiem przypadków, w których podatek jest pobierany przez płatnika, złożyć w terminie miesiąca od dnia powstania obowiązku podatkowego, właściwemu naczelnikowi urzędu skarbowego zeznanie podatkowe o nabyciu rzeczy lub praw majątkowych według ustalonego wzoru. Do zeznania podatkowego dołącza się dokumenty mające wpływ na określenie podstawy opodatkowania. Podatek płatny jest w terminie 14 dni od dnia otrzymania decyzji naczelnika urzędu skarbowego ustalającej wysokość zobowiązania podatkowego.

Na mocy art. 4a ust. 1 Ustawy o podatku od spadków i darowizn, zwalnia się od podatku nabycie własności rzeczy lub praw majątkowych (w tym papierów wartościowych) przez małżonka, zstępnych, wstępnych, pasierba, rodzeństwo, ojczyma i macochę, jeżeli zgłoszą nabycie własności rzeczy lub praw majątkowych właściwemu naczelnikowi urzędu skarbowego w terminie miesiąca od dnia powstania obowiązku podatkowego, a w przypadku nabycia w drodze dziedziczenia w terminie miesiąca od dnia uprawomocnienia się orzeczenia sądu stwierdzającego nabycie spadku. W przypadku niespełnienia powyższego warunku, nabycie własności rzeczy lub praw majątkowych podlega opodatkowaniu na zasadach określonych dla nabywców zaliczonych do pierwszej grupy podatkowej.

Ponadto, podatkowi nie podlega nabycie własności rzeczy ruchomych znajdujących się na terytorium Polski lub praw majątkowych podlegających wykonaniu na terytorium Polski (w tym papierów wartościowych), jeżeli w dniu nabycia ani nabywca, ani też spadkodawca lub darczyńca nie byli obywatelami polskimi i nie mieli miejsca stałego pobytu lub siedziby na terytorium Polski.

Wybrane zagadnienia z zakresu opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym w USA

Opodatkowanie federalnym podatkiem dochodowym w Stanach Zjednoczonych

Poniżej przedstawiono podsumowanie pewnych istotnych konsekwencji związanych z opodatkowaniem federalnym podatkiem dochodowym, które mogą mieć znaczenie w kwestii posiadania i zbycia Akcji Oferowanych. Podsumowanie to sporządzono w oparciu o kodeks podatkowy Internal Revenue Code z roku 1986 z późn. zmianami („**Kodeks podatkowy**"), przepisy skarbowe Stanów Zjednoczonych Ameryki oraz stosowne interpretacje sądowe i administracyjne, w każdym przypadku obowiązujące i dostępne w dniu publikacji niniejszego Dokumentu Ofertowego. Zmiany w tych przepisach lub ich rozbieżne interpretacje przez właściwe organy mogą wpływać na skutki podatkowe opisane poniżej (włącznie ze skutkiem wstecznym).

W CELU ZAPEWNIENIA ZGODNOŚCI Z OKÓLNIKIEM DEPARTAMENTU SKARBU NR 230, NINIEJSZYM ZAWIADAMIA SIĘ INWESTORÓW, ŻE: (A) ROZWAŻANIA I WNIOSKI ZWIĄZANE Z KWESTIĄ OPODATKOWANIA PODATKIEM FEDERALNYM PRZEDSTAWIONE W DOKUMENCIE OFERTOWYM NIE MOGĄ BYĆ TRAKTOWANE PRZEZ INWESTORÓW JAKO WIĄŻĄCE I UMOŻLIWIAJĄCE UNIKNIĘCIE KAR, KTÓRE MOGĄ ZOSTAĆ NA NICH NAŁOŻONE NA MOCY KODEKSU PODATKOWEGO; (B) ROZWAŻANIA I WNIOSKI PREZENTOWANE W DOKUMENCIE OFERTOWYM PRZEDSTAWIANE SĄ W ZWIĄZKU Z PROMOCJĄ LUB MARKETINGIEM (W ROZUMIENIU OKÓLNIKA DEPARTAMENTU SKARBU NR 230) TRANSAKCJI LUB SPRAW PORUSZANYCH W DOKUMENCIE OFERTOWYM; ORAZ (C) INWESTORZY POWINNI SKONSULTOWAĆ SWÓJ KONKRETNY PRZYPADEK Z NIEZALEŻNYM DORADCĄ PODATKOWYM.

Niniejszy opis dotyczy wyłącznie zobowiązań podatkowych związanych z opodatkowaniem Posiadaczy-PPA (jak zdefiniowano poniżej), będących nabywcami pierwotnymi Akcji Oferowanych zgodnie z Ofertą i którzy zatrzymają Akcje Oferowane w posiadaniu jako majątek trwały w rozumieniu paragrafu 1221 Kodeksu podatkowego (ogólnie, majątek z przeznaczeniem na inwestycje). Opis ten nie dotyczy zobowiązań podatkowych posiadaczy, którzy mogą podlegać szczególnym przepisom podatkowym, w tym:

- banków, instytucji finansowych, „podmiotów świadczących usługi finansowe" lub zakładów ubezpieczeń;
- funduszy powierniczych rynku nieruchomości lub funduszy typu „*regulated investment companies* – RIC";

- spółek, funduszy powierniczych na rzecz fundatora lub innych podmiotów sklasyfikowanych jako podmioty przechodnie (*pass-through entities*) dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym;
- podmiotów zajmujących się obrotem papierami wartościowymi lub walutami;
- podmiotów, które wybrały opcję dostosowania wartości inwestycji do jej bieżącej wartości rynkowej;
- funduszy emerytalnych lub podmiotów zwolnionych z opodatkowania;
- podmiotów obejmujących Akcje Oferowane jako wynagrodzenie za wykonane usługi;
- podmiotów, które obejmą w posiadanie Akcje Oferowane jako część transakcji związanej z zabezpieczeniem typu „hedging", „konwersji", „transakcji stelażowej" lub innej zintegrowanej transakcji związanej z opodatkowaniem federalnym podatkiem dochodowym;
- podmiotów, które jako „walutą funkcjonalną" posługują się walutą inną niż dolar amerykański;
- podmiotów, które posiadają lub co do których uznaje się, że posiadają 10% lub więcej głosów wynikających z Akcji Oferowanych;
- podmiotów podlegających opodatkowaniu alternatywnym podatkiem minimalnym; ani
- podmiotów podlegających opodatkowaniu na mocy przepisów amerykańskiego prawa podatkowego dotyczących niektórych obywateli USA mieszkających poza terytorium Stanów Zjednoczonych lub wcześniej przez dłuższy czas zamieszkujących na terytorium USA.

Dla celów niniejszego opisu pojęcie „Posiadacz będący podmiotem prawa amerykańskiego" lub w skrócie „Posiadacz-PPA" oznacza faktycznego właściciela Akcji Oferowanych, który dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym jest:

- obywatelem lub osobą posiadającą zamieszkanie na terytorium USA;
- osobą prawną (lub innym podmiotem traktowanym jak osoba prawna dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym) utworzoną lub zorganizowaną na mocy prawa Stanów Zjednoczonych Ameryki, któregokolwiek ze stanów wchodzących w skład USA lub Dystryktu Kolumbii;
- spadkobiercą, którego dochód podlega opodatkowaniu federalnym podatkiem dochodowym niezależnie od jego źródła; lub
- powiernikiem, jeżeli powiernik taki w sposób prawnie wiążący opowie się za tym, by być traktowanym jak osoba podlegająca prawu amerykańskiemu dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym lub gdy (1) sąd Stanów Zjednoczonych może sprawować nadzór pierwszego stopnia nad jego zarządem i (2) co najmniej jedna amerykańska osoba prawna posiada upoważnienie do sprawowania kontroli nad wszystkim istotnymi dla takiego powiernika sprawami.

W przypadku, gdy spółka (lub inny podmiot traktowany jak spółka dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym) obejmie Akcje Oferowane, interpretacja statusu podatkowego wspólnika w takiej spółce będzie zależna od statusu tego wspólnika i rodzaju działalności prowadzonej przez spółkę. W sprawie konsekwencji podatkowych związanych z posiadaniem Akcji Oferowanych wspólnik lub spółka powinni skonsultować się z doradcą podatkowym.

Opis ten dotyczy wyłącznie zobowiązań podatkowych związanych z opodatkowaniem federalnym podatkiem dochodowym i nie dotyczy zobowiązań związanych z opodatkowaniem amerykańskim federalnym podatkiem od spadków, darowizn lub alternatywnym podatkiem minimalnym, bądź opodatkowania jakimkolwiek podatkiem stanowym, lokalnym lub zagranicznym.

W sprawie konsekwencji podatkowych związanych z opodatkowaniem nabycia, posiadania lub zbycia Akcji Oferowanych amerykańskim podatkiem stanowym, lokalnym lub zagranicznym inwestorzy powinni skonsultować się z doradcą podatkowym.

Wypłaty

Z zastrzeżeniem wniosków i rozważań podanych niżej w sekcji „Zobowiązania podatkowe zagranicznych spółek osiągających bierny dochód z inwestycji", w przypadku podmiotów określonych jako Posiadacze-PPA dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym, kwota brutto każdej wypłaty dokonywanej w

postaci środków pieniężnych lub z majątku (innego niż określone przypadki przekazania Akcji Oferowanych proporcjonalnie wszystkim akcjonariuszom Spółki, o ile przypadki takie występują) w odniesieniu do Akcji Oferowanych przed pomniejszeniem w związku z potrąceniem w Polsce podatku należnego od nich powiększy dochód Posiadacza jako dochód z dywidendy w stopniu, w jakim wypłata ta została dokonana z bieżących lub zakumulowanych dochodów i zysków Spółki, określonych zgodnie z zasadami stosowanymi w odniesieniu do amerykańskiego federalnego podatku dochodowego. W stopniu, w jakim kwota dokonanej przez Spółkę wypłaty przekracza bieżące lub zakumulowane dochody i zyski tej Spółki, określone zgodnie z zasadami mającymi zastosowanie w odniesieniu do amerykańskiego federalnego podatku dochodowego, o ile sytuacja taka wystąpi, kwota taka byłaby traktowana w pierwszej kolejności jako wolna od podatku kwota skorygowanej podstawy opodatkowania obliczonej dla wartości Akcji Oferowanych, w dalszej zaś kolejności jako zysk kapitałowy. Spółka do obliczenia swoich dochodów i zysków nie stosuje zasad mających zastosowanie w odniesieniu do amerykańskiego federalnego podatku dochodowego. Dlatego też Posiadacz-PPA powinien spodziewać się, że każda wypłata związana z posiadaniem przez niego Akcji Oferowanych będzie co do zasady traktowana jako dywidenda, nawet jeśli dywidenda ta byłaby w myśl przywołanych powyżej zasad traktowana jako kwota wolna od podatku lub jako zysk kapitałowy. W przypadku Posiadacza-PPA będącego osobą prawną dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym, dywidenda wypłacona przez Spółkę będzie co do zasady podlegać opodatkowaniu według powszechnej stawki podatku od osób prawnych w wysokości 35% i co do zasady nie będzie się kwalifikować do odliczenia z tytułu otrzymanej dywidendy. W przypadku Posiadacza-PPA niebędącego osobą prawną, dywidendy co do zasady podlegają opodatkowaniu według regularnej stawki podatku dochodowego, maksymalnie do wysokości 35%. Dywidendy z określonych spółek zagranicznych podlegających ogólnej ustawie o podatku dochodowym, której stroną jest rząd USA, mogą być opodatkowane według stawki maksymalnie do 15%, jeśli wypłata nastąpiła przed 1 stycznia 2011. Polsko-amerykańska umowa o podatku dochodowym uważana jest dla tego celu za ustawę ogólną. W konsekwencji, jesteśmy przekonani, że dywidendy wypłacone przez nas będą podlegać opodatkowaniu według niższej stawki. Zgodnie z polsko-amerykańską ustawą o podatku dochodowym, dywidendy wypłacone Posiadaczowi-PPA podlegającemu tej ustawie przez spółkę z siedzibą w Polsce będą co do zasady podlegać opodatkowaniu podatkiem dochodowym potrąconym u źródła, tj. w Polsce, według stawki 15%. Patrz: „Zobowiązania w ramach polskiego systemu podatkowego – Zasady opodatkowania podatkiem dochodowym od osób fizycznych oraz podatkiem dochodowym od osób prawnych". Tak potrącony podatek może podlegać rozliczeniu w ramach kwoty ulgi podatkowej uzyskanej za granicą, jak omówiono poniżej.

W przypadku, gdy inwestor jest Posiadaczem-PPA, a Spółka wypłaca dywidendę w złotych polskich, każda wypłacona dywidenda zostanie ujęta jak dochód brutto inwestora w kwocie odpowiadającej ekwiwalentowi w dolarach amerykańskich kwoty wypłaconej w złotych polskich na dzień otrzymania dywidendy. Posiadacz-PPA nie odnotowuje zysku ani straty na transakcji walutowej w odniesieniu do wypłaty dywidendy w przypadku, gdy kwota w złotych polskich zostanie przeliczona na dolary amerykańskie w dniu jej otrzymania. W przypadku, gdy kwoty otrzymane w złotych polskich nie zostaną przeliczone na dolary amerykańskie w dniu ich otrzymania, podstawa opodatkowania Posiadaczy-PPA w złotych polskich będzie równa jej wartości w dolarach amerykańskich na dzień ich otrzymania. Jakiekolwiek zyski lub straty odnotowane przy kolejnej konwersji lub zamiana złotych polskich w inny sposób będą traktowane jak zyski lub straty z transakcji wymiany walut wygenerowane na terytorium USA, które byłyby traktowane jako zwykły przychód lub strata obliczone na podstawie wzrostu lub spadku wartości kwoty w złotych polskich wyrażonej w dolarach amerykańskich od daty otrzymania kwoty w złotych polskich do dnia konwersji. Kwota uzyskana w wyniku podziału majątku występującego w formie innej niż środki pieniężne będzie równa godziwej wartości rynkowej takiego majątku na dzień podziału.

W przypadku Posiadaczy-PPA wypłacone dywidendy z Akcji Oferowanych będą traktowane jak dochód ze źródeł zagranicznych, co może mieć znaczenie przy obliczaniu maksymalnej kwoty ulgi podatkowej uzyskanej za granicą. Maksymalna kwota ulgi podatkowej uzyskanej za granicą obliczana jest oddzielnie dla każdej kategorii dochodu. W tym celu dywidendy wypłacone przez Spółkę będą stanowić „dochód pasywny" lub – w przypadku określonych Posiadaczy-PPA, „dochód ogólny". Posiadaczowi-PPA nie przysługuje ulga podatkowa w związku z podatkiem dochodowym pobranym poza terytorium USA od dywidend otrzymanych z Akcji Oferowanych w stopniu, w jakim Posiadacz-PPA nie posiadał Akcji Oferowanych przez co najmniej 16 dni w 31-dniowym okresie rozpoczynającym się 15 dni przed dniem ustalenia prawa do dywidendy (przy czym dni, w których Posiadacz-PPA znacząco zmniejszył ponoszone przez siebie ryzyko straty na Akcjach Oferowanych nie wliczają się do tego okresu), lub w stopniu, w którym Posiadacz-PPA podlega obowiązkowi dokonania zapłaty w odniesieniu do pozycji w majątku o zbliżonym lub związanym charakterze. Zasady dotyczące maksymalnej kwoty ulgi podatkowej uzyskanej za granicą są skomplikowane, dlatego inwestor powinien skonsultować się w sprawie podlegania w swoim konkretnym przypadku przepisom dotyczącym jej zastosowania z doradcą podatkowym.

Zbycie lub wymiana Akcji Oferowanych

Z zastrzeżeniem wniosków i rozważań „Zobowiązania podatkowe zagranicznych spółek osiągających bierny dochód z inwestycji", Posiadacz-PPA będzie co do zasady wykazywał zysk lub stratę na sprzedaży, wymianie lub zbyciu Akcji Oferowanych w inny sposób w wysokości różnicy pomiędzy kwotą zrealizowaną na takiej transakcji a skorygowaną podstawą opodatkowania w odniesieniu do Akcji Oferowanych. Tak obliczony zysk lub strata będą stanowić zysk lub stratę kapitałową. Zysk lub strata kapitałowa ze sprzedaży, wymiany lub zbycia Akcji Oferowanych w inny sposób, posiadanych przez okres dłuższy niż jeden rok stanowi długoterminowy zysk lub stratę kapitałową, a długoterminowy zysk lub strata podlega opodatkowaniu według niższej stawki dla podatników niebędących osobami prawnymi. Długoterminowe zyski wykazane przez określonych Posiadaczy-PPA nieposiadających osobowości prawnej przed 1 stycznia 2011 rok mogą być zakwalifikowane jako podlegające opodatkowaniu według niższej stawki do 15%. Jak opisano w części „Zobowiązania podatkowe w ramach polskiego systemu podatkowego – Zasady opodatkowania podatkiem dochodowym od osób fizycznych oraz podatkiem dochodowym od osób prawnych", przy obecnym stanie prawnym w określonych okolicznościach posiadacz Akcji Oferowanych w momencie ich sprzedaży, wymiany lub zbycia w inny sposób może podlegać opodatkowaniu w Polsce. Zysk lub strata na sprzedaży lub wymianie Akcji Oferowanych będą dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym traktowane co do zasady jak dochód lub strata poniesione na terytorium USA. W konsekwencji, posiadacz może nie być uprawniony do uwzględnienia maksymalnej kwoty podatku pobranego za granicą w odniesieniu do podatku od sprzedaży lub zbycia potrąconego w Polsce, chyba że kwota ta może zostać zastosowana (z zastrzeżeniem odpowiednich ograniczeń) do podatku należnego od innych dochodów traktowanych jak uzyskane z innych źródeł zagranicznych w ramach odpowiedniej kategorii dochodów. Na mocy polsko-amerykańskiej ustawy o podatku dochodowym, Posiadacz-PPA podlegający tej umowie może zostać zwolniony z opodatkowania w Polsce w określonych okolicznościach. Patrz: „Zobowiązania podatkowe w ramach polskiego systemu podatkowego – Zasady opodatkowania podatkiem dochodowym od osób fizycznych oraz podatkiem dochodowym od osób prawnych".

W przypadku Posiadacza-PPA podstawą opodatkowania przychodu z Akcji Oferowanych będzie wartość w dolarach amerykańskich denominowanej w złotych polskich ceny zakupu określona na dzień zakupu. Jeśli Akcje Oferowane traktowane są jak podlegające obrotowi na „kwalifikowanym rynku papierów wartościowych", Posiadacz-PPA rozliczający się metodą kasową lub – jeśli tak zdecydował – metodą memoriałową, określi wartość kosztów zakupu w dolarach amerykańskich przeliczając zapłaconą kwotę po bieżącym kursie wymiany obowiązującym w dniu rozliczenia zakupu. W przypadku konwersji wartości w dolarach amerykańskich na wartość w złotych polskich i natychmiastowym wykorzystaniu tej waluty w celu zakupu Akcji Oferowanych, konwersja taka nie będzie powodować powstania opodatkowanego zysku lub straty.

W odniesieniu do sprzedaży lub wymiany Akcji Oferowanych, kwota wykazana będzie co do zasady podaną w dolarach amerykańskich kwotą otrzymanej płatności określoną (1) w dniu otrzymania płatności w przypadku Posiadacza rozliczającego się metodą kasową oraz (2) w dniu zbycia w przypadku Posiadacza rozliczającego się metodą memoriałową. W przypadku, gdy Akcje Oferowane traktowane są jak podlegające obrotowi na „kwalifikowanym rynku papierów wartościowych", podatnik rozliczający się metodą kasową lub – jeśli tak zdecydował – metodą memoriałową, określi wartość zrealizowanej kwoty wyrażoną w dolarach amerykańskich poprzez przeliczenie otrzymanej kwoty po bieżącym kursie wymiany obowiązującym w dniu sprzedaży.

Zobowiązania podatkowe zagranicznych spółek osiągających bierny dochód z inwestycji (PIFC)

Osoba prawna niebędąca podmiotem prawa amerykańskiego będzie dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym sklasyfikowana jako „zagraniczna spółka osiągająca bierny dochód z inwestycji", w skrócie „PIFC" w każdym roku podatkowym, w którym – traktując podlegające opodatkowaniu udziały w 25% aktywów i dochodów jej podmiotów zależnych jako posiadane i uzyskiwane bezpośrednio:

- co najmniej 75% jej dochodu brutto stanowi „dochód bierny", albo
- co najmniej 50% średniej godziwej wartości rynkowej brutto jej aktywów pochodzi z aktywów generujących „dochód bierny" lub wykorzystywane jest do generowania dochodu biernego.

Dochód bierny w tym kontekście co do zasady obejmuje zyski (*gains*) z dywidend, udziałów, tantiem, czynszów i kapitału (ogólnie: inwestycji). Dochód brutto dla celów opodatkowania federalnym podatkiem dochodowym co do zasady obejmuje wpływy (*receipts*) z udziałów, dywidend, czynszów, tantiem, usług i innych źródeł, ale w przypadku transakcji majątkowych – obejmuje wyłącznie zyski.

Nie ma jasności co do stosowania zasad odnoszących się PFIC do podmiotów, które tak, jak Spółka prowadzą obrót energią elektryczną. Jednakże, biorąc pod uwagę szacunkową wartość dochodu i aktywów brutto oraz

rodzaj prowadzonej działalności, Spółka uważa, że nie podlega kwalifikacji jako PFIC za rok podatkowy zakończony 31 grudnia 2009 roku oraz że nie będzie podlegać klasyfikacji jako PFIC w bieżącym okresie ani w dającej się przewidzieć przyszłości. Status Spółki w kolejnych latach będzie zależał od rodzaju jej aktywów oraz prowadzonej przez nią działalności. Spółka nie ma powodów uważać, że jej aktywa lub prowadzona przez nią działalność zmieni się w sposób, który spowodowałby, że podlegałaby klasyfikacji jako PFIC, jednak badanie w zakresie podlegania takiej klasyfikacji prowadzone są na podstawie danych faktycznych i zależą od czynników pozostających częściowo poza kontrolą Spółki; dlatego też nie można zagwarantować, że Spółka nie będzie podlegać klasyfikacji jako PFIC w dowolnym kolejnym roku podatkowym.

W przypadku, gdy Posiadacz-PPA posiada Akcje Oferowane przez dowolny okres, w którym Spółka podlegała klasyfikacji jako PFIC, następujące przepisy miałyby zastosowanie do posiadanych Akcji Oferowanych przez pozostałą część okresu, w którym Posiadacz-PPA posiadał Akcje Oferowane, nawet jeśli Spółka przestanie podlegać klasyfikacji jako PFIC, chyba że Posiadacz-PPA deklaruje zamiar sprzedaży.

Określone wypłaty dokonywane przez Spółkę na rzecz Posiadacza-PPA, jak również zysk wykazany w związku ze zbyciem przez Posiadacza-PPA Akcji Oferowanych, zostaną rozłożone na lata podatkowe, w których Posiadacz-PPA posiadał Akcje Oferowane. Takie wypłaty lub zyski podlegające opodatkowaniu we wcześniejszych latach podatkowych, co do zasady podlegałyby opodatkowaniu według najwyższej stawki podatku od dochodów zwykłych obowiązującej dla danego roku podatkowego. Ponadto, dywidendy ze PFIC nie podlegają oprocentowaniu według stawki 15%, jak omówiono powyżej. Posiadacz-PPA będzie zobowiązany do złożenia dodatkowych deklaracji podatkowych, w tym Internal Revenue Service Form 8621. Spółka nie spodziewa się, że Podatnicy-PPA mieliby możliwość wyboru formy opodatkowania jako „*qualified electing fund*", co mogłoby zminimalizować negatywne skutki podatkowe zastosowania wymienionych przepisów w przypadku, gdyby Spółka została sklasyfikowana jako PFIC.

W kwestii konsekwencji podatkowych wynikających z zaklasyfikowania Spółki jako PFIC Inwestorzy powinni skonsultować się z doradcą podatkowym.

Zaliczka na podatek dochodowy i obowiązki informacyjne

W systemie obowiązującym w USA zaliczka na podatek dochodowy i obowiązek informacyjny co do zasady dotyczy określonych płatności na rzecz określonych Posiadaczy-PPA Akcji Oferowanych nieposiadających osobowości prawnej. Obowiązek informacyjny będzie co do zasady dotyczył wypłat dywidend i zysków ze sprzedaży lub umorzenia Akcji Oferowanych dokonanych na terytorium Stanów Zjednoczonych, przez płatnika lub pośrednika amerykańskiego na rzecz posiadacza Akcji Oferowanych, innego niż odbiorca zwolniony (w tym osoby prawnej, płatnika nie będącego osobą podlegającą prawu amerykańskiemu, który przedstawi stosowne świadectwo, oraz określonym innym osobom). Płatnik zobowiązany będzie pobrać zaliczkę na podatek dochodowy od wszelkich wypłat dywidendy lub zysków ze sprzedaży lub umorzenia Akcji Oferowanych dokonanych na terytorium Stanów Zjednoczonych lub przez płatnika bądź pośrednika amerykańskiego na rzecz posiadacza innego niż odbiorca zwolniony w przypadku, gdy posiadacz nie dostarczy poprawnego numeru identyfikacji podatkowej lub w inny sposób nie spełni obowiązków związanych z odprowadzeniem zaliczki na podatek dochodowy lub z orzeczeniem o zwolnieniu z tego obowiązku. W odniesieniu do odbiorców zwolnionych, w celu uniknięcia obowiązku informacyjnego oraz związanego z odprowadzeniem zaliczki na podatek dochodowy, wymagane może być poświadczenie statusu odbiorcy zwolnionego.

Zaliczka na podatek dochodowy nie jest dodatkowym podatkiem. Każda kwota odprowadzona w ramach zaliczki na podatek będzie rozliczona jako kwota do zwrotu lub wpłaty a konto amerykańskiego federalnego podatku dochodowego, pod warunkiem terminowego złożenia w odpowiednim Urzędzie Podatkowym wymaganych informacji.

ZASADY DYSTRYBUCJI

Subemisja

Zgodnie z postanowieniami umowy plasowania (*placement agreement*) z dnia [●] lutego 2010 r., zawartej pomiędzy Akcjonariuszem Sprzedającym, Spółką i Menedżerami („**Umowa Plasowania**"), każdy Menedżer z osobna zobowiązał się do podjęcia działań zmierzających do znalezienia nabywców na Akcje Oferowane.

Dodatkowo, w dniu [●] lutego 2010 r., Akcjonariusz Sprzedający i Menedżerowie zawarli odrębna umowę subemisyjną („**Umowa Subemisyjna**"), na której podstawie niektórzy Menedżerowie z osobna zobowiązali się do dokonania subskrypcji i opłacenia Akcji Oferowanych po Cenie Sprzedaży równej [●] za Akcję Oferowaną, według następującego podziału:

Gwaranci Oferty	**Liczba Akcji Oferowanych**
Credit Suisse (Europe) Limited	[●]
Citigroup Global Markets Limited	[●]
UniCredit Bank Austria AG	[●]
Łącznie	**70.851.533**

Akcjonariusz Sprzedający zobowiązał się do zapłacenia łącznej prowizji za sprzedaż w wysokości 0,8% wpływów brutto z Oferty Globalnej, z wyłączeniem Akcji nabytych w procesie stabilizacji w liczbie do 10% Akcji oferowanych w ramach Oferty Globalnej w wykonaniu Opcji Stabilizacyjnej („**Wynagrodzenie za Sprzedaż**"). Dodatkowo, Menedżerowie są uprawnieni do otrzymania od Akcjonariusza Sprzedającego uznaniowej premii w wysokości 0,3% wpływów brutto z Oferty („**Premia Uznaniowa**" a łącznie z Wynagrodzeniem za Sprzedaż „**Wynagrodzenie za Sukces**"), a warunki płatności Premii Uznaniowej zostaną uzgodnione pomiędzy Menedżerami a Akcjonariuszem Sprzedającym w terminie pięciu dni po Dniu Ustalenia Ceny. Dla celów Umowy Plasowania, „wpływy brutto z Oferty" oznaczają kwotę równą Cenie Sprzedaży pomnożonej przez liczbę Akcji Oferowanych sprzedanych w ramach Oferty.

Na podstawie Umowy Plasowania, Spółka oraz Akcjonariusz Sprzedający złożyli pewne oświadczenia i zapewnienia na rzecz Menedżerów i wyrazili zgodę na zwolnienie Menedżerów i niektórych innych osób z odpowiedzialności w związku z Ofertą i sprzedażą Akcji Oferowanych, a w szczególności odpowiedzialności na podstawie Ustawy o Papierach Wartościowych.

Akcje Oferowane nie podlegają i nie będą podlegać rejestracji na podstawie Ustawy o Papierach Wartościowych i nie mogą być oferowane ani sprzedawane na terytorium Stanów Zjednoczonych, ani też osobom amerykańskim, oraz na rachunek lub na rzecz takich osób, za wyjątkiem określonych transakcji zwolnionych z wymogu rejestracji na mocy Ustawy o Papierach Wartościowych. Terminom użytym w niniejszym paragrafie przypisane są znaczenia określone w Regulacji S.

Każdy z Menedżerów zobowiązał się, za wyjątkiem sytuacji dozwolonych w Umowie Plasowania lub Umowie Subemisyjnej, do nieoferowania Akcji Oferowanych w ramach prowadzonej przez siebie dystrybucji w jakimkolwiek czasie, za wyjątkiem transakcji dokonywanych zgodnie z Regulacją S lub Przepisem 144A. Menedżerzy będą bezpośrednio lub poprzez ich odpowiednich podmiotów powiązanych działających jako inwestorzy na rachunek własny, oferować i sprzedawać Akcje Oferowane: (i) inwestorom instytucjonalnym poza Stanami Zjednoczonymi w oparciu o Regulację S zgodnie z Amerykańską Ustawą o Papierach Wartościowych; (ii) w Stanach Zjednoczonych wyłącznie do inwestorów kwalifikowanych zgodnie z Przepisem 144A zgodnie z Amerykańską Ustawą o Papierach Wartościowych lub w innej transakcji wyłączonej z, lub niepodlegającej, obowiązkowi rejestracji zgodnie z Amerykańską Ustawą o Papierach Wartościowych.

Każdy z Menedżerów wyraził zgodę, iż Akcje Oferowane będą sprzedawane w Polsce w ramach oferty publicznej skierowanej wyłącznie do inwestorów kwalifikowanych zgodnie z art. 7 ustęp 1 punkt 1 Ustawy o Ofercie Publicznej.

Każdy z Menedżerów wyraził zgodę, iż w stosunku do każdego państwa członkowskiego Europejskiego Obszaru Gospodarczego, za wyjątkiem Polski, które wdrożyło Dyrektywę o Prospekcie („**Odpowiednie Państwo Członkowskie**"), ze skutkiem na dzień, od którego Dyrektywa o Prospekcie została implementowana w Odpowiednim Państwie Członkowskim („**Odpowiednia Data Implementacji**"), każdy z Menedżerów nie dokona i nie będzie dokonywał oferty publicznej Akcji Oferowanych w Odpowiednim Państwie Członkowskim przed publikacja prospektu emisyjnego obejmującego Akcje Oferowane, który został zatwierdzony przez właściwy organ w danym Odpowiednim Państwie Członkowskim lub, gdy jest to właściwe, zatwierdzonym w innym Odpowiednim Państwie Członkowskim i notyfikowanym następnie właściwemu organowi w danym Odpowiednim Państwie Członkowskim zgodnie z Dyrektywą o Prospekcie, za wyjątkiem, gdy każdy z Menedżerów może, począwszy od Odpowiedniej Daty Implementacji, dokonać publicznej oferty Akcji

Oferowanych w Odpowiednim Państwie Członkowskim w jakimkolwiek czasie na rzecz: (a) podmiotów upoważnionych lub dopuszczonych do działania na rynkach finansowych, a w przypadku braku takiego upoważnienia lub dopuszczenia — względem podmiotów, których przedmiotem działalności jest wyłącznie inwestowanie w papiery wartościowe; (b) osób prawnych, które spełniają razem dwa z następujących trzech kryteriów (i) średnia zatrudnienia wynosząca co najmniej 250 pracowników w ostatnim roku obrotowym (ii) łączna wartość bilansowa w kwocie 43.000.000 EUR, oraz (iii) roczny obrót netto w kwocie przekraczającej 50.000.000 EUR, według danych z ostatniego rocznego lub skonsolidowanego sprawozdania finansowego; (c) do mniej niż 100 osób fizycznych lub osób prawnych w Odpowiednim Państwie Członkowskim (innych niż inwestorzy kwalifikowani zdefiniowani w Dyrektywie o Prospekcie), z zastrzeżeniem uzyskania wcześniejszej zgody Menedżerów; oraz (d) w dowolnych innych okolicznościach, o których mowa w artykule 3 Dyrektywy o Prospekcie, z zastrzeżeniem, iż żadna taka oferta Akcji Oferowanych nie będzie wymagała udostępnienia do publicznej wiadomości prospektu zgodnie z artykułem 3 Dyrektywy o Prospekcie przez Spółkę lub któregokolwiek z Menedżerów.

Każdy z Menedżerów potwierdził, że: (i) jedynie przekazał lub zlecił przekazanie lub też w przyszłości przekaże lub zleci przekazanie zaproszenia lub zachęty do zaangażowania się w działalność inwestycyjną (w rozumieniu Artykułu 21 Ustawy o usługach i rynkach finansowych z 2000 r. *(Financial Services and Markets Act 2000*) („**FSMA**"), jaką otrzymał w związku z emisją lub sprzedażą dowolnych Akcji Oferowanych w okolicznościach, w których Artykule 21(1) FSMA nie ma zastosowania względem Spółki; (ii) przestrzega obecnie i będzie przestrzegać w przyszłości obowiązujących przepisów FSMA w zakresie wszelkich czynności podejmowanych przez niego w związku z Akcjami Oferowanymi na terytorium Wielkiej Brytanii.

Stabilizacja i Opcja Stabilizacyjna

W związku z Ofertą Globalną, Menedżer Stabilizujący może nabywać na GPW do 10% łącznej liczby Akcji Oferowanych przydzielonych inwestorom w ramach Oferty Globalnej w celu stabilizacji kursu giełdowego tych Akcji na poziomie wyższym, niż poziom, który ustaliłby się w innych okolicznościach. Nabywanie Akcji w ramach transakcji stabilizacyjnych będzie dokonywane na zasadach określonych w unijnym rozporządzeniu w sprawie stabilizacji. Transakcje nabycia Akcji mogą być dokonywane w okresie nie dłuższym niż 30 dni od daty przydziału Akcji Oferowanych po cenie nie wyższej niż Cena Ofertowa. Menedżer Stabilizujący nie jest zobowiązany do podjęcia jakichkolwiek działań stabilizacyjnych. Jeżeli działania takie zostaną podjęte, mogą zostać w każdej chwili przerwane według swobodnego uznania Menedżera Stabilizującego. Nie ma pewności, że jeżeli działania stabilizacyjne zostaną podjęte, to przyniosą one oczekiwane skutki.

W związku z transakcjami stabilizacyjnymi, które Menedżer Stabilizujący może przeprowadzać na GPW po Ofercie Globalnej, Akcjonariusz Sprzedający udzielił Menedżerowi Stabilizującemu opcję („**Odwrotna Opcja Greenshoe**") na mocy umowy, która stanowi, że Akcjonariusz Sprzedający sprzeda Menedżerowi Stabilizującemu do 10% łącznej liczby Akcji Oferowanych przydzielonych inwestorom w ramach Oferty Globalnej na podstawie warunkowej umowy nabycia akcji, która, pod warunkami opisanymi poniżej, zostanie zawarta przed Dniem Ustalenia Ceny pomiędzy Akcjonariuszem Sprzedającym a Menedżerem Stabilizującym („**Warunkowa Umowa Nabycia Akcji**"). Warunkowa Umowa Nabycia Akcji stanowić będzie, że jeżeli w wyniku przeprowadzenia transakcji stabilizacyjnej(-ych) Menedżer Stabilizujący nabędzie jakiekolwiek Akcje, to nabycie tego rodzaju Akcji stanowić będzie spełnienie warunku rozwiązującego pierwotnego w stosunku zbycia tych Akcji Menedżerowi Stabilizującemu. W konsekwencji tytuł własności do Akcji nabytych przez Menedżera Stabilizującego automatycznie przejdzie ponownie na Akcjonariusza Sprzedającego. Aby zrównoważyć łączny zakup Akcji nabytych w ramach transakcji stabilizacyjnych, zgodnie z Warunkową Umową Nabycia Akcji, Menedżer Stabilizujący zatrzyma przez cały Okres Stabilizacji środki pochodzące z odsprzedaży Akcji nabytych na mocy Warunkowej Umowy Nabycia Akcji inwestorom w ramach Oferty Globalnej. Wszelkie środki zatrzymane przez Menedżera Stabilizującego, pozostałe po sprzedaży w ramach Oferty Globalnej, a niewykorzystane do pokrycia zakupów w ramach transakcji stabilizujących, zostaną przekazane Akcjonariuszowi Sprzedającemu. Każde nabycie, sprzedaż lub przeniesienie Akcji w ramach Warunkowej Umowy Nabycia Akcji będzie dokonywane po Cenie Ofertowej.

Warunkiem zawarcia przez Akcjonariusza Sprzedającego Warunkowej Umowy Nabycia Akcji jest uzyskanie zgody Rady Ministrów RP. W przypadku niewyrażenia wspomnianej zgody do Dnia Ustalenia Ceny, Akcjonariusz Sprzedający nie przystąpi do Warunkowej Umowy Nabycia Akcji i nie będą miały miejsca żadne transakcje stabilizacyjne w związku z Ofertą Globalną.

Ograniczenie zbywalności Akcji (*Lock-up*)

Spółka

Spółka zobowiązała się w Umowie o Ograniczeniu Zbywalności Akcji zawartej w dniu [•] 2010 roku, z zastrzeżeniem pewnych wyjątków, od daty Umowy Gwarantowania przez okres 180 dni, że bez uprzedniej zgody Globalnego Koordynatora wyrażonej w imieniu Organizatorów Emisji, nie będzie emitować, oferować, sprzedawać, zawierać umów w sprawie sprzedaży, zastawiać ani w inny sposób rozporządzać (ani publicznie ogłaszać takiej emisji, oferty, sprzedaży lub rozporządzenia) jakimikolwiek akcjami Spółki lub papierami wartościowymi wymiennymi lub zamiennymi na akcje Spółki lub warrantów bądź innych praw do nabycia akcji Spółki lub jakichkolwiek papierów wartościowych lub produktów finansowych, których wartość określana jest bezpośrednio lub pośrednio poprzez odniesienie do ceny bazowych papierów wartościowych, w tym instrumentów typu swap akcyjny, sprzedaż na termin i opcja.

Akcjonariusz Sprzedający

Akcjonariusz Sprzedający zobowiązał się w Umowie o Ograniczeniu Zbywalności Akcji zawartej w dniu 28 stycznia 2010 roku, z zastrzeżeniem pewnych wyjątków, od daty Umowy Gwarantowania przez okres 180 dni, że bez uprzedniej zgody Globalnego Koordynatora wyrażonej w imieniu Organizatorów Emisji, nie będzie oferować, sprzedawać, zawierać umów w sprawie sprzedaży, zastawiać ani w inny sposób rozporządzać (ani publicznie ogłaszać takiej emisji, oferty, sprzedaży lub rozporządzenia) jakimikolwiek akcjami Spółki lub papierami wartościowymi wymiennymi lub zamiennymi na akcje Spółki lub warrantów bądź innych praw do nabycia akcji Spółki lub jakichkolwiek papierów wartościowych lub produktów finansowych, których wartość określana jest bezpośrednio lub pośrednio poprzez odniesienie do ceny bazowych papierów wartościowych, w tym instrumentów typu swap akcyjny, sprzedaż na termin i opcja.

Planowany harmonogram Oferty

– 28 stycznia – 9 lutego 2010	Prezentacje Roadshow
– 4 lutego – 9 lutego 2010	Proces budowania Księgi Popytu
– 9 lutego 2010	Dzień Ustalenia Ceny
– 15 lutego 2010	Rozliczenie transakcji zawartych w procesie przydziału Akcji Oferowanych
	Przydział Akcji Oferowanych inwestorom.

Ograniczenia sprzedaży - zasady ogólne

Nie podjęto dotychczas ani w przyszłości nie zostaną podjęte w dowolnej jurysdykcji żadne działania zezwalające na przeprowadzenie publicznej oferty Akcji Oferowanych bądź posiadanie, rozpowszechnianie lub dystrybucję niniejszego memorandum ofertowego lub innych materiałów związanych ze Spółką lub Akcjami Oferowanymi w dowolnej jurysdykcji, w której wymagane jest podjęcie w tym celu odpowiednich działań. Z uwagi na powyższe, Akcje Oferowane nie mogą być oferowane ani sprzedawane, w sposób bezpośredni lub pośredni, ani też zarówno ten dokument, jak i żadne inne materiały tub ogłoszenia ofertowe związane z Akcjami Oferowanymi nie mogą być dystrybuowane ani publikowane w żadnym kraju ani jurysdykcji, chyba że takie działanie jest zgodne z przepisami oraz regulacjami obowiązującymi w danym kraju lub jurysdykcji.

Stany Zjednoczone

Akcje Oferowane nie były rekomendowane przez amerykańskie komisje papierów wartościowych ani organy nadzoru, zarówno na poziomie federalnym, jak i stanowym. Ponadto, wymienione urzędy nie dokonał)' potwierdzenia dokładności ani określenia adekwatności niniejszego memorandum ofertowego. Jakiekolwiek odmienne stwierdzenia stanowią w Stanach Zjednoczonych przestępstwo.

Akcje Oferowane nie zostały i nie zostaną zarejestrowane w rozumieniu Ustawy o Papierach wartościowych, w związku z czym nie mogą być, chyba, że zostaną zarejestrowane, oferowane ani sprzedawane na terytorium Stanów Zjednoczonych, chyba że podlegają zwolnieniu lub realizowane są w ramach transakcji niepodlegającej wymogom rejestracyjnym Ustawy o Papierach Wartościowych. W związku z powyższym, Akcje Oferowane są oferowane i sprzedawane (a) w Stanach Zjednoczonych, wyłącznie „kwalifikowanym inwestorom instytucjonalnym" (według definicji zawartej w Przepisie 144A) w transakcjach zwolnionych z wymogu rejestracji na mocy Ustawy o Papierach Wartościowych oraz (b) poza terytorium Stanów Zjednoczonych — zgodnie z Regułą 903 Regulacji S do Ustawy o Papierach Wartościowych. Niniejszym informuje się

potencjalnych inwestorów, że Menedżerowie mogą skorzystać ze zwolnienia z wymogów rejestracyjnych Ustawy o Papierach Wartościowych określonych w Regulacji S lub Przepisie 144A. W celu uzyskania informacji na temat ograniczeń w zakresie odsprzedaży Akcji Oferowanych, zob.: „Ograniczenia w Zbywalności".

W Stanach Zjednoczonych niniejsze memorandum ofertowe traktowane jest jako dokument ściśle poufny ' stanowi jedynie propozycję rozważenia przez potencjalnych inwestorów subskrypcji określonych papierów wartościowych tamże opisanych. Informacje zawarte w niniejszym memorandum ofertowym pochodzą od Spółki oraz innych określonych w nim źródeł. Przekazywanie niniejszego memorandum ofertowego innym osobom niż adresatom oferty wskazanym przez Menedżerów lub ich przedstawicieli, a także doradzanie przez takie osoby adresatom oferty w tym zakresie jest nielegalne, a ponadto jakiekolwiek ujawnienie treści memorandum ofertowego bez uprzedniej pisemnej zgody Spółki jest zabronione. Niniejsze memorandum ofertowe kierowane jest osobiście do każdego jego adresata i nie stanowi oferty subskrypcji ani nabycia w innej formie Akcji oferowanych, dostępnej dla innych osób lub szerszego grona odbiorców.

Europejski Obszar Gospodarczy

W stosunku do każdego państwa członkowskiego Europejskiego Obszaru Gospodarczego, które wdrożyło Dyrektywę o Prospekcie („Odpowiednie Państwo Członkowskie"), istnieje zakaz organizowania publicznej oferty Akcji Oferowanych w ramach Oferty Globalnej, o której mowa w niniejszym memorandum ofertowym, chyba że Odpowiednie Państwo Członkowskie implementowało następujące zwolnienia przewidziane w Dyrektywie o Prospekcie:

- względem podmiotów upoważnionych lub dopuszczonych do działania na rynkach finansowych, a w przypadku braku takiego upoważnienia lub dopuszczenia — względem podmiotów, których przedmiotem działalności jest wyłącznie inwestowanie w papiery wartościowe;

- względem osób prawnych, które spełniają razem dwa z następujących trzech kryteriów (i) średnia zatrudnienia wynosząca co najmniej 250 pracowników w ostatnim roku obrotowym (ii) łączna wartość bilansowa w kwocie 43.000.000 EUR, oraz (iii) roczny obrót netto w kwocie przekraczającej 50.000.000 EUR, według danych z ostatniego rocznego lub skonsolidowanego sprawozdania finansowego;

- w dowolnych innych okolicznościach, o których mowa w artykule 3(2) Dyrektywy o Prospekcie,

pod warunkiem, że taka oferta Akcji Oferowanych nie wiąże się z wymogiem publikacji prospektu przez Spółce lub Menedżerów w trybie artykułu 3 Dyrektywy o Prospekcie.

Dla celów niniejszego akapitu, sformułowanie „publiczna oferta Akcji Oferowanych" w stosunku do Akcji Oferowanych w dowolnym Odpowiednim Państwie Członkowskim oznacza przekazanie w dowolnej formie i w dowolny sposób dostatecznych informacji na temat warunków oferty i Akcji Oferowanych w celu umożliwienia inwestorom podjęcia decyzji w sprawie nabycia Akcji Oferowanych, która to procedura może różnić się w Odpowiednich Państwach Członkowskich w zależności od brzmienia przepisów implementujących Dyrektywę o Prospekcie, przy czym sformułowanie „Dyrektywa o Prospekcie" oznacza dyrektywę 2003/71/WE i obejmuje wszelkie przepisy implementacyjne w każdym Odpowiednim Państwie Członkowskim.

Wielka Brytania

Każdy z Menedżerów oświadczył i potwierdził, że: (i) przestrzega obecnie i będzie przestrzegać w przyszłości przepisów FSMA oraz zasad sporządzania prospektu określonych przez Urząd Nadzoru Finansowego pełniącego funkcję właściwego organu w rozumieniu FSMA w zakresie wszelkich czynności podejmowanych przez niego w związku z Akcjami Oferowanymi na terytorium lub w dowolny inny sposób związanymi z Wielką Brytanią, oraz że (ii) jedynie przekazał lub zlecił przekazanie lub też w przyszłości przekaże lub zleci przekazanie zaproszenia lub zachęty do zaangażowania się w działalność inwestycyjną (w rozumieniu Artykułu 21 FSMA), jaką otrzymał w związku z emisją lub sprzedażą dowolnych Akcji Oferowanych w okolicznościach, w których Artykuł 21(1) FSMA nie ma zastosowania względem Spółki.

Polska

Każdy z Menedżerów wyraził zgodę, iż Akcje Oferowane będą sprzedawane w Polsce w ramach oferty publicznej skierowanej wyłącznie do inwestorów kwalifikowanych zgodnie z art. 7 ustęp 1 punkt 1 Ustawy o Ofercie Publicznej.

Japonia

Akcje Oferowane nie podlegają i nie będą podlegać rejestracji w rozumieniu japońskiego prawa papierów wartościowych i dewizowego, ze zmianami, a Menedżerowie zobowiązali się do nieoferowania oraz nie sprzedawania w Japonii, w sposób bezpośredni lub pośredni, żadnych akcji na rzecz lub na korzyść obywateli zastosowanie, za wyjątkiem sytuacji podlegających zwolnieniu od obowiązku rejestracji zgodnie z japońskim prawem papierów wartościowych i dewizowym lub innych przypadkach zgodnych z japońskim prawem.

OGRANICZENIA SPRZEDAŻY AKCJI

Stany Zjednoczone

Ze względu na poniższe ograniczenia, potencjalnym inwestorom zaleca się zasięgnięcie porady prawnej przed przedstawieniem jakiejkolwiek oferty dotyczącej Akcji Oferowanych, jak również przed ich odsprzedażą, zastawieniem lub przeniesieniem na innych zasadach.

Akcje Oferowane nie zostały i nie zostaną zarejestrowane zgodnie z Amerykańską Ustawą o Papierach Wartościowych ani zgodnie z prawem papierów wartościowych obowiązującym w którymkolwiek stanie oraz nie mogą być oferowane, sprzedawane, zastawiane ani w inny sposób zbywane w USA, chyba że nastąpi to na podstawie zwolnienia z wymogu rejestracji wynikającego z Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych lub odpowiednich stanowych przepisów prawa papierów wartościowych lub w ramach transakcji niepodlegającej takiemu wymogowi. W związku z tym Akcje w ramach niniejszej Oferty Globalnej są oferowane i sprzedawane:

- na terytorium USA - wyłącznie „**kwalifikowanym nabywcom instytucjonalnym**”, zgodnie z definicją tego terminu zawartą w Przepisie 144A; oraz

- poza USA – w ramach transakcji zagranicznych, w rozumieniu Regulacji S.

Przyjmuje się, że każdy podmiot nabywający Akcje Oferowane w USA oraz każdy kolejny nabywca Akcji Oferowanych złożył następujące oświadczenia i zapewnienia (przy czym użyte w niniejszym dokumencie terminy, które zostały zdefiniowane w Przepisie 144A lub Regulacji S, zostały użyte w znaczeniu zdefiniowanym w tychże przepisach):

(i) Akcje Oferowane nie zostały i nie zostaną zarejestrowane zgodnie z Amerykańską Ustawą o Papierach Wartościowych ani zgodnie z prawem papierów wartościowych obowiązującym w którymkolwiek stanie USA oraz podlegają określonym ograniczeniom sprzedaży;

(ii) nabywca: (1) jest kwalifikowanym nabywcą instytucjonalnym; (2) jest świadomy faktu, że sprzedaż Akcji dokonywana jest na podstawie Przepisu 144A, a każdy faktyczny właściciel Akcji został poinformowany o tym fakcie; oraz (3) nabywa Akcje Oferowane na rachunek własny lub, odpowiednio, na rachunek kwalifikowanego inwestora instytucjonalnego;

(iii) nabywca rozumie, że Akcje Oferowane nie zostały i nie zostaną zarejestrowane zgodnie z Ustawą o Papierach Wartościowych oraz że nie mogą być ponownie oferowane, odsprzedawane, zastawiane ani przenoszone w inny sposób, chyba że następuje to: (A)(1) na rzecz osoby, która zgodnie z uzasadnionym przekonaniem takiej osoby jest kwalifikowanym inwestorem instytucjonalnym, w ramach transakcji zgodnej z wymogami Przepisu 144A; (2) w ramach transakcji zagranicznej zgodnej z Przepisem 903 lub Przepisem 904 Regulacji S; lub (3) w ramach innej transakcji zwolnionej z wymogów rejestracji wynikających z Ustawy o Papierach Wartościowych, w tym na podstawie zwolnienia przewidzianego w Przepisie 144 tejże Ustawy, o ile takie zwolnienie przysługuje; oraz (B) zgodnie ze wszystkimi obowiązującymi przepisami prawa papierów wartościowych USA;

(iv) nabywca przyjmuje do wiadomości, że Akcje Oferowane stanowią „papiery wartościowe objęte ograniczeniami” w rozumieniu Przepisu 144(a)(3) zgodnie z Ustawą o Papierach Wartościowych oraz że nie składa się żadnych oświadczeń w przedmiocie dostępności zwolnienia przewidzianego w Przepisie 144 dla odsprzedaży Akcji; oraz

(v) nabywca uznaje, że niezależnie od jakichkolwiek odmiennych postanowień zawartych w powyższych punktach, dopóki Akcje pozostają „papierami wartościowe objętymi ograniczeniami”, nie mogą one zostać zdeponowane w ramach jakiegokolwiek programu emisji nieobjętych ograniczeniami kwitów depozytowych na takie Akcje, ustanowionego lub prowadzonego przez instytucję depozytową.

W wyniku powyższych ograniczeń, potencjalnym nabywcom zaleca się zasięgnięcie porady prawnej przed dokonaniem jakiejkolwiek odsprzedaży, zastawieniem lub przeniesieniem Akcji Oferowanych w USA.

Niniejszym informuje się potencjalnych nabywców, że sprzedawcy Akcji Oferowanych mogą powoływać się na zwolnienie z przestrzegania postanowień art. 5 Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, przewidzianego w Przepisie 144A.

INFORMACJE DODATKOWE

Podsumowanie

Firma i forma prawna:	ENEA Spółka Akcyjna
Siedziba i adres:	ul. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań
Kraj siedziby:	Rzeczpospolita Polska
Numer telefonu:	+48 (61) 856 11 00
Numer telefaksu:	+48 (61) 856 11 17
Poczta elektroniczna:	enea@enea.pl
Strona internetowa:	www.enea.pl

Dane rejestrowe Spółki

Nasza Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego Sąd Rejonowy Poznań - Nowe Miasto i Wilda w Poznaniu, VIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 12483.

Data utworzenia

ENEA S.A. powstała w dniu 2 stycznia 2003 roku w wyniku konsolidacji pięciu spółek: Energetyki Poznańskiej S.A., Energetyki Szczecińskiej S.A., Zakładu Energetycznego Gorzów S.A., Zielonogórskich Zakładów Energetycznych S.A. oraz Zakładu Energetycznego Bydgoszcz S.A. Połączenie spółek zostało dokonane w trybie art. 492 § 1 pkt 1 KSH, tj. poprzez przeniesienie całego majątku czterech spółek: Energetyki Szczecińskiej S.A., Zakładu Energetycznego Gorzów S.A., Zielonogórskich Zakładów Energetycznych S.A. oraz Zakładu Energetycznego Bydgoszcz S.A. na Energetykę Poznańską S.A. w zamian za akcje w kapitale zakładowym Energetyki Poznańskiej S.A.

Przepisy prawa, na podstawie których i zgodnie z którymi działa Spółka

Spółka działa m.in. na podstawie i zgodnie z przepisami Kodeksu Spółek Handlowych oraz Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, swoim Statutem i innymi przepisami wewnętrznymi, jak również zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie Publicznej oraz Ustawy o Obrocie Instrumentami Finansowymi.

Przedmiot działalności

Podstawową działalnością Spółki przewidzianą w Statucie (§ 5) jest obrót energią elektryczną, w tym sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Grupa Kapitałowa

ENEA jest jednostką dominującą Grupy oraz odpowiada za zarządzanie działalnością całej Grupy. Do istotnych podmiotów zależnych ENEA należą: (i) Elektrownia Kozienice zajmująca się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz (ii) ENEA Operator odpowiadająca za dystrybucję energii elektrycznej. Ponadto w skład Grupy wchodzą 22 spółki zależne, 3 podmioty stowarzyszone i 1 podmiot współzależny zajmujące się wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepła i/lub prowadzące działalność dodatkową wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej, w tym, między innymi, zajmujące się: (i) budową, rozbudową, modernizacjami i remontami sieci oraz urządzeń energetycznych, (ii) projektowaniem, konstruowaniem, produkcją i sprzedażą urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej, (iii) usługami związanym z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia, (iv) usługami transportowymi, w tym sprzedażą oraz serwisem i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu, oraz (v) działalnością

socjalną (obiekty turystyczne, ochrona zdrowia). Spółka zamierza zbyć wybrane podmioty zależne prowadzące działalność dodatkową wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej.

Istotne podmioty zależne Spółki

Do istotnych dla działalności Grupy podmiotów zależnych Spółki należą Elektrownia Kozienice zajmująca się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz ENEA Operator prowadząca dystrybucję energii elektrycznej, Elektrownie Wodne zajmująca się wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, jak również trzy spółki prowadzące działalność dodatkową, tj. BHU prowadząca sprzedaż usług i wyrobów elektroenergetycznych, ENEOS zajmująca się eksploatacją, konserwacją i modernizacją oświetlenia ulicznego oraz ENERGOBUD Leszno prowadząca działalność usługową w zakresie eksploatacji sieci energetycznej. Poniżej przedstawiono podstawowe informacje na ich temat.

Elektrownia Kozienice

ENEA posiada 100% akcji w kapitale zakładowym Elektrowni Kozienice uprawniających do wykonywania 100% głosów na walnym zgromadzeniu Elektrowni Kozienice.

Główne informacje o Elektrowni Kozienice:

Firma i forma prawna:	**Elektrownia Kozienice S.A.**
Siedziba i adres:	Świerże Górne, 26-900 Kozienice 1, Polska
Kapitał zakładowy:	450.000.000 PLN
Główny przedmiot działalności:	Elektrownia Kozienice zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła skojarzonego z wytwarzaniem energii elektrycznej.

ENEA Operator

ENEA posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym ENEA Operator uprawniających do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników ENEA Operator.

Główne informacje o ENEA Operator:

Firma i forma prawna:	**ENEA Operator Sp. z o.o.**
Siedziba i adres:	ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań, Polska
Kapitał zakładowy:	4.678.050.000 PLN
Główny przedmiot działalności:	ENEA Operator prowadzi dystrybucję energii elektrycznej (od 1 lipca 2007 roku ENEA Operator jest operatorem systemu dystrybucyjnego).

Elektrownie Wodne

ENEA posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownie Wodne uprawniających do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników Elektrownie Wodne.

Główne informacje o Elektrowniach Wodnych:

Firma i forma prawna:	**Elektrownie Wodne Sp. z o.o.**
Siedziba i adres:	Samociążek, 86-010 Koronowo, Polska
Kapitał zakładowy:	204.690.500 PLN
Główny przedmiot działalności:	Elektrownie Wodne zajmuje się wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepła skojarzonego z wytwarzaniem energii elektrycznej.

BHU

ENEA posiada 87,97% akcji BHU S.A., co uprawnia do wykonywania 87,97 głosów na walnym zgromadzeniu BHU S.A.

Główne informacje o BHU S.A.:

Firma i forma prawna:	**BHU S.A.**
Siedziba i adres:	ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań, Polska
Kapitał zakładowy:	10.138.400 PLN
Główny przedmiot działalności:	BHU jest jednym z największych dostawców Spółki. BHU stanowi zaplecze magazynowe dla Spółki oraz wykonuje część funkcji logistycznych.

ENEOS

ENEA posiada 100% udziałów w ENEOS Sp. z o.o., co uprawnia do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników ENEOS Sp. z o.o.

Główne informacje o ENEOS Sp. z o.o.

Firma i forma prawna:	**ENEOS Sp. z o.o.**
Siedziba i adres:	ul. Ku Słońcu 34, 71-080 Szczecin, Polska
Kapitał zakładowy:	19.559.000 PLN
Główny przedmiot działalności:	Przedmiotem działalności ENEOS Sp. z o.o. jest eksploatacja, konserwacja i modernizacja oświetlenia ulicznego, parków, osiedli, parkingów i stadionów.

ENERGOBUD Leszno

ENEA posiada 100% udziałów w Energetyce Poznańskiej Przedsiębiorstwie Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o., co uprawnia do wykonywania 100% głosów na zgromadzeniu wspólników EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o.

Główne informacje o EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o.:

Firma i forma prawna:	**Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o.**
Siedziba i adres:	Gronówko 30, 64-111 Lipno, Polska
Kapitał zakładowy:	3.524.500 PLN
Główny przedmiot działalności:	Na działalność usługową EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. składa się przede wszystkim eksploatacja sieci energetycznej, wykonawstwo sieci średnich i niskich napięć, warsztaty transformatorowe – remonty i badania transformatorów, gospodarka olejowa, usługi specjalistyczne w zakresie obrazowania przy użyciu ciepła i podczerwieni, produkcja stacji transformatorowych i złączy średniego napięcia, montaż złączy pomiarowych, usługi projektowe.

Inne istotne podmioty stowarzyszone Spółki

Oprócz akcji i udziałów w naszych podmiotach zależnych, posiadamy akcje i udziały w innych przedsiębiorstwach, w tym akcje EC Białystok – udział własnościowy istotny dla działalności Grupy.

EC Białystok

ENEA posiada 30,36% akcji w kapitale zakładowym EC Białystok uprawniających do wykonywania 30,36% głosów na walnym zgromadzeniu EC Białystok.

Główne informacje o EC Białystok:

Firma i forma prawna:	**Elektrociepłownia Białystok S.A.**
Siedziba i adres:	ul. Gen. Andersa 3. Białystok, Polska
Kapitał zakładowy:	18.442.750 PLN
Główny przedmiot działalności:	EC Białystok zajmuje się wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej.

Biegli rewidenci

KPMG Audyt Sp. z o.o. („**KPMG**"), niezależni biegli rewidenci, z siedzibą w Warszawie (00-867 Warszawa, ul. Chłodna 51) przeprowadził badanie Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego Grupy za lata zakończone 31 grudnia 2005, 2006, 2007 i 2008 roku oraz wydał opinie z badań powyższych sprawozdań finansowych w raportach z badania tych sprawozdań finansowych włączonych do niniejszego Dokumentu Ofertowego (zob. Rozdział *„Ważne informacje" – „Uwzględnione dokumenty źródłowe"*). Raport KPMG z badania sprawozdania finansowego za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku zawiera zastrzeżenia odnośnie wyceny wartości programu akcji pracowniczych.

KPMG jest wpisany na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych pod numerem 458. W imieniu KPMG badanie Zbadanego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego przeprowadził Michał Karwatka (nr ewidencyjny 10176/7521).

Deloitte Audyt Sp. z o.o. („**Deloitte**"), niezależni biegli rewidenci, z siedzibą w Warszawie (00-854 Warszawa. Al. Jana Pawła II 19) dokonał przeglądu Niezbadanego śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2009 roku oraz wydał opinię z badania tego sprawozdania finansowego w raporcie z badania sprawozdania finansowego włączonym do niniejszego Dokumentu Ofertowego (zob. Rozdział *„Ważne informacje" – „Uwzględnione dokumenty źródłowe"*).

Ponadto, Deloitte przeprowadził badanie Zbadanego Jednostkowego Sprawozdania Finansowego Elektrowni Kozienice za lata zakończone 31 grudnia 2005, 2006, 2007 i 2008 roku oraz wydał opinie z badań powyższych sprawozdań finansowych w raportach z badania tych sprawozdań finansowych włączonych do niniejszego Dokumentu Ofertowego.

Deloitte jest wpisany na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych pod numerem 73. W imieniu Deloitte Audyt Sp. z o.o. badanie Niezbadanego śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego przeprowadził Marcin Samolik (nr ewidencyjny 10066), a badanie Zbadanego Jednostkowego Sprawozdania Finansowego Elektrowni Kozienice przeprowadził Piotr Sokołowski (nr ewidencyjny 9752/7281).

W okresie objętym sprawozdaniami finansowymi załączonymi w niniejszym Dokumencie Ofertowym nie miało miejsce żaden przypadek złożenia obowiązków lub zwolnienia z obowiązków niezależnych biegłych rewidentów wybranych do przeprowadzenia badania naszych sprawozdań finansowych.

Według Statutu Spółki, wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego leży w kompetencji Rady Nadzorczej.

Osoby fizyczne i prawne zaangażowane w Ofertę Globalną

Menedżerowie

Menedżerowie, tj. Credit Suisse Securities (Europe) Limited, z siedzibą w Londynie, pełniący rolę Globalnego Koordynatora i Współprowadzącego Księgę Popytu oraz Citigroup Global Markets Limited, z siedzibą w Londynie, Dom Maklerski Banku Handlowego S.A. z siedzibą w Warszawie i UniCredit CAIB Poland S.A., z siedzibą w Warszawie pełniący rolę Współprowadzących Księgę Popytu na podstawie umowy na świadczenie na rzecz Akcjonariusza Sprzedającego usług z zakresu doradztwa w procesie realizacji Oferty Globalnej. Wynagrodzenie Zarządzających Ofertą Globalną jest powiązane z wielkością środków uzyskanych przez

Akcjonariusza Sprzedającego z Oferty Globalnej. W związku z powyższym Zarządzający Ofertą Globalną są zainteresowani sprzedażą w Ofercie Globalnej jak największej liczby Akcji Oferowanych.

Doradcy Prawni

Usługi prawne na rzecz Spółki w związku z Ofertą świadczy kancelaria prawna CMS Cameron McKenna Dariusz Greszta Sp. k. w zakresie prawa polskiego. Usługi prawne na rzecz Akcjonariusza Sprzedającego świadczy kancelaria Weil, Gotshal & Manges w zakresie prawa angielskiego i amerykańskiego, kancelaria prawna Weil, Gotshal & Manges – Paweł Rymarz Spółka komandytowa - w zakresie prawa polskiego. Pewne usługi prawne w związku z Ofertą świadczy dla Menedżerów kancelaria prawna Clifford Chance, Janicka, Namiotkiewicz, Dębowski i Wspólnicy sp. k. w zakresie prawa polskiego, kancelaria prawna Clifford Chance Studio Legale Associato w zakresie prawa amerykańskiego oraz kancelaria prawna Clifford Chance LLP w zakresie prawa angielskiego.

Dokumenty udostępnione do wglądu

Następujące dokumenty: (i) Statut Spółki, (ii) odpis z KRS Spółki, (iii) Regulamin Zarządu, Regulamin Rady Nadzorczej, Regulamin Walnego Zgromadzenia oraz (iv) Zbadane Sprawozdania Finansowe i Niezbadane Sprawozdania Finansowe będą udostępnione w języku polskim i angielskim do publicznej wiadomości w okresie ważności niniejszego Dokumentu Ofertowego na stronie internetowej Spółki: www.enea.pl oraz w siedzibie Spółki, w Poznaniu, przy ul. Nowowiejskiego 11 (tel.: +48 61 856 10 00, faks: +48 61 856 11 17), w zwykłych godzinach pracy, tj. od 9:00 do 16:00.

DEFINICJE

Definicje i objaśnienia skrótów

Akcje	Wszystkie akcje Spółki (lub ich część) istniejące w dacie niniejszego Dokumentu Ofertowego.
Akcje Oferowane	Do 70.851.533 akcji zwykłych na okaziciela w kapitale zakładowym Spółki o wartości nominalnej 1 PLN każda, oferowanych przez Akcjonariusza Sprzedającego w ramach Oferty Globalnej.
Akcje Pracownicze	Akcje Serii B.
Akcje Serii A	295.987.473 akcji zwykłych na okaziciela serii A, o wartości nominalnej 1 PLN każda, wprowadzanych do obrotu regulowanego zgodnie z Dokumentem Ofertowym.
Akcjonariusz Sprzedający	Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej
Akcjonariusze	Akcjonariusze Spółki.
Amerykańska Ustawa o Papierach Wartościowych	Amerykańska ustawa o papierach wartościowych z 1933 r., ze zmianami.
ARE	Agencja Rynku Energii S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Warszawie.
AUTO-STYL	AUTO-STYL Sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Zielonej Górze.
BHU	BHU S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Poznaniu.
BUT	Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Poznaniu.
Deloitte	Deloitte Audyt Sp. z o.o.
Dobre Praktyki	"Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW" – zbiór zasad i rekomendacji w zakresie ładu korporacyjnego dla spółek notowanych na GPW.
Dokument Ofertowy	Niniejszy dokument ofertowy niebędący prospektem w rozumieniu Dyrektywy Prospektowej ani Ustawy o Ofercie Publicznej, sporządzony na potrzeby Oferty Globalnej.
Doradca Prawny, WGM	Weil, Gotshal & Manges – Paweł Rymarz Sp. k., spółka komandytowa z siedzibą w Warszawie.
Dyrektywa 2001/77/WE	Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.
Dyrektywa 2003/54/WE	Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE.
Dyrektywa 2003/87/WE	Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji

	gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.
Dyrektywa 2009/72/WE	Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE
Dyrektywa w Sprawie Prospektu	Dyrektywa 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 4 listopada 2003 r. w sprawie prospektu emisyjnego publikowanego w związku z publiczną ofertą lub dopuszczeniem do obrotu papierów wartościowych i zmieniająca dyrektywę 2001/34/WE
Dz. U.	Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej.
EC Białystok	Elektrociepłownia Białystok S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Białymstoku.
EFET	European Federation of Energy Traders (Europejskie Stowarzyszenie Przedsiębiorstw Zajmujących się Handlem Energią). Działalność prowadzona przez EFET ma na celu poprawę warunków obrotu energią na rynku europejskim. Do zadań EFET należy m.in. wspieranie rozwoju europejskiego rynku hurtowego handlu energią. EFET zrzesza około 80 przedsiębiorstw związanych z energetyką. Strona internetowa tej organizacji to www.efet.org.
Elektrownia, Elektrownia Kozienice	Elektrownia „Kozienice" S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Świerżach Górnych.
Elektrownie Wodne	Elektrownie Wodne Sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Samociążku.
ENEA Operator, Operator	ENEA Operator Sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Poznaniu.
ENEA, Spółka	ENEA S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Poznaniu.
ENEOS	ENEOS Sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Szczecinie.
ENERGOBUD Leszno	Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Gronówku.
Energomiar	ENERGOMIAR Sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Poznaniu.
EnergoPartner	EnergoPartner Sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Poznaniu.
EOG	Europejski Obszar Gospodarczy.
EWiNN	Energetyka Wysokich i Najwyższych Napięć EWiNN Sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Poznaniu.
Giełda, GPW, Giełda Papierów Wartościowych	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.

Globalny Koordynator	Credit Suisse Securities (Europe) Limited.
Grupa ENEA, Grupa, Grupa Kapitałowa	Grupa kapitałowa obejmująca Spółkę i jej spółki zależne podlegające konsolidacji.
GUS	Główny Urząd Statystyczny.
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, o której mowa w art. 9g Prawa Energetycznego.
KC, Kodeks Cywilny	Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 1964 r., Nr 16, poz. 93, z późniejszymi zmianami).
KDPW, Depozyt, Krajowy Depozyt	Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. z siedzibą w Warszawie.
KDT	Umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej, które były zawierane w latach ’90 pomiędzy Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. (obecnie PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.) i polskimi wytwórcami energii elektrycznej.
Kodeks Pracy	Ustawa z dnia 26 czerwca 1974 r. (tekst jednolity: Dz. U. z 1998 r., Nr 21, poz. 94, z późniejszymi zmianami).
Komisja, KNF	Komisja Nadzoru Finansowego, która na podstawie Ustawy o Nadzorze Finansowym zastąpiła Komisję Papierów Wartościowych i Giełd (KPWiG).
KPC	Ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r., Nr 43, poz. 296, z późniejszymi zmianami).
KPMG	KPMG Audyt Sp. z o.o.
Krajowi Inwestorzy Instytucjonalni	Posiadający siedzibę w Polsce: inwestorzy kwalifikowani, w porozumieniu art. 8 Ustawy o Ofercie Publicznej oraz podmioty zarządzające cudzym pakietem papierów wartościowych na zlecenie (*asset management*), którzy wezmą udział w procesie budowy Księgi Popytu i którzy zostaną wpisami na Listę Wstępnego Przydziału z wyłączeniem Inwestorów Branżowych.
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy.
KSH, Kodeks Spółek Handlowych	Ustawa z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2000 r., Nr 94, poz. 1037, z późniejszymi zmianami).
Kwalifikowany Nabywca Instytucjonalny	Kwalifikowany nabywca instytucjonalny w rozumieniu Przepisu 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych
MEC Piła	Miejska Energetyka Cieplna Piła sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Pile
Menedżer Stabilizujący	Credit Suisse Securities (Europe) Limited.
Menedżerzy Oferty	Credit Suisse Securities (Europe) Limited, Citigroup Global Markets Limited, UniCredit CAIB Poland S.A. oraz Dom Maklerski Banku Handlowego S.A.

MSSF UE	Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzone przez Unię Europejską.
Niezbadane Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdania Finansowe Spółki	Niezbadane skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdania finansowe Spółki za okres od 1 stycznia 2009 r. do 30 września 2009 r.
Nowelizacja Prawa Energetycznego	Zmiany Prawa Energetycznego z dnia 10 kwietnia 1997 r. uchwalone przez Sejm w dniu 8 stycznia 2010 r. i podpisane przez Prezydenta w dniu 20 stycznia 2010 r.
NWZ, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie	Nadzwyczajne walne zgromadzenie Spółki.
Oferta Globalna	Oferta na do 70.851.533 Akcji na podstawie niniejszego Dokumentu Ofertowego
Okres Stabilizacji	Okres nie dłuższy niż 30 dni kalendarzowych począwszy od dnia przydziału Akcji Oferowanych, podczas którego Menedżer Stabilizujący może dokonać transakcji stabilizacyjnych na GPW.
Ordynacja Podatkowa	Ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja Podatkowa (tekst jednolity: Dz. U. z 2005 r., Nr 18, poz. 60, z późniejszymi zmianami).
PGE	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (wcześniej Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.).
PKP Cargo	PKP Cargo S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Warszawie.
Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625, z późniejszymi zmianami).
Prawo Ochrony Środowiska	Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity: Dz. U. z 2008 r., Nr 25, poz. 150).
Prawo Zamówień Publicznych	Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (tekst jednolity: Dz. U. z 2007 r., Nr 223, poz. 1655).
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.
Przepis 144A	Przepis 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych
PSE Operator	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.
Rada Nadzorcza	Rada nadzorcza Spółki.
Regulacja S	Regulacja S wydana na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych
Regulamin GPW, Regulamin Giełdy Papierów Wartościowych	Regulamin Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. z dnia 4 stycznia 2006 r.
Regulamin Rady Nadzorczej	Regulamin Rady Nadzorczej Spółki

Regulamin WZA	Regulamin Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy Spółki
Regulamin Zarządu	Regulamin Zarządu Spółki
Rejestr Dłużników Niewypłacalnych	Rejestr dłużników niewypłacalnych prowadzony na podstawie Ustawy o KRS.
Rozporządzenie o Kogeneracji	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2007 r., Nr 185, poz. 1314, z późniejszymi zmianami).
Rozporządzenie o Odnawialnych Źródłach Energii	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonych w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2008 r., Nr 156, poz. 969).
Rozporządzenie Rady w Sprawie Koncentracji	Rozporządzenie Rady (WE) Nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. o kontroli koncentracji między przedsiębiorstwami (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej 29.1.2004).
Rozporządzenie Taryfowe	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2007 r., Nr 128, poz. 895 z późniejszymi zmianami).
Rozporządzenie w Sprawie KPRU	Rozporządzenie z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. z 2008 r., Nr 202, poz. 1248).
Rozporządzenie w Sprawie Prospektu	Rozporządzenie Komisji (WE) Nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 r. wykonujące dyrektywę 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie informacji zawartych w prospektach emisyjnych oraz formy, włączenia przez odniesienie i publikacji takich prospektów emisyjnych oraz rozpowszechniania reklam.
Rozporządzenie w Sprawie Raportów	Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. z 2009 r., Nr 33, poz. 259).
Rozporządzenie w Sprawie Stabilizacji	Rozporządzenie Komisji (WE) Nr 2273/2003 z dnia 22 grudnia 2003 r. wykonujące Dyrektywę 2003/6/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do zwolnień dla programów odkupu i stabilizacji instrumentów finansowych
Sąd Ochrony Konkurencji i	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i

Konsumentów	Konsumentów
SN	Sąd Najwyższy.
Stabilizacja i Opcja Stabilizacyjna	W związku z Ofertą Globalną, Menedżer Stabilizujący może nabywać na GPW do 10% łącznej liczby Akcji Oferowanych przydzielonych inwestorom w ramach Oferty Globalnej w celu stabilizacji kursu giełdowego tych Akcji na poziomie wyższym, niż poziom, który ustaliłby się w innych okolicznościach. Nabywanie Akcji w ramach transakcji stabilizacyjnych będzie dokonywane na zasadach określonych w unijnym rozporządzeniu w sprawie stabilizacji. Transakcje nabycia Akcji mogą być dokonywane w okresie nie dłuższym niż 30 dni od daty przydziału Akcji Oferowanych po cenie nie wyższej niż Cena Ofertowa. Menedżer Stabilizujący nie jest zobowiązany do podjęcia jakichkolwiek działań stabilizacyjnych. Jeżeli działania takie zostaną podjęte, mogą zostać w każdej chwili przerwane według swobodnego uznania Menedżera Stabilizującego. Nie ma pewności, że jeżeli działania stabilizacyjne zostaną podjęte, to przyniosą one oczekiwane skutki. W związku z transakcjami stabilizacyjnymi, które Menedżer Stabilizujący może przeprowadzać na GPW po Ofercie Globalnej, Akcjonariusz Sprzedający udzielił Menedżerowi Stabilizującemu opcję („**Opcja Stabilizacyjna**") na mocy umowy, która stanowi, że Akcjonariusz Sprzedający sprzeda Menedżerowi Stabilizującemu do 10% łącznej liczby Akcji Oferowanych przydzielonych inwestorom w ramach Oferty Globalnej na podstawie warunkowej umowy nabycia akcji, która, pod warunkami opisanymi powyżej, zostanie zawarta przed Dniem Ustalenia Ceny pomiędzy Akcjonariuszem Sprzedającym a Menedżerem Stabilizującym („**Warunkowa Umowa Nabycia Akcji**"). Warunkowa Umowa Nabycia Akcji stanowić będzie, że jeżeli w wyniku przeprowadzenia transakcji stabilizacyjnej(-ych) Menedżer Stabilizujący nabędzie jakiekolwiek Akcje, to nabycie tego rodzaju Akcji stanowić będzie spełnienie warunku rozwiązującego pierwotnego w stosunku zbycia tych Akcji Menedżerowi Stabilizującemu. W konsekwencji tytuł własności do Akcji nabytych przez Menedżera Stabilizującego automatycznie przejdzie ponownie na Akcjonariusza Sprzedającego. Aby zrównoważyć łączny zakup Akcji nabytych w ramach transakcji stabilizacyjnych, zgodnie z Warunkową Umową Nabycia Akcji, Menedżer Stabilizujący zatrzyma przez cały Okres Stabilizacji środki pochodzące z odsprzedaży Akcji nabytych na mocy Warunkowej Umowy Nabycia Akcji inwestorom w ramach Oferty Globalnej. Wszelkie środki zatrzymane przez Menedżera Stabilizującego, pozostałe po sprzedaży w ramach Oferty Globalnej, a niewykorzystane do pokrycia zakupów w ramach transakcji stabilizujących, zostaną przekazane Akcjonariuszowi Sprzedającemu. Każde nabycie, sprzedaż lub przeniesienie Akcji w ramach Warunkowej Umowy Nabycia Akcji będzie dokonywane po Cenie Ofertowej. Warunkiem zawarcia przez Akcjonariusza Sprzedającego Warunkowej Umowy Nabycia Akcji jest uzyskanie zgody Rady Ministrów RP. W przypadku niewyrażenia wspomnianej zgody do Dnia Ustalenia Ceny, Akcjonariusz Sprzedający nie przystąpi do Warunkowej Umowy Nabycia Akcji i nie będą miały miejsca żadne transakcje stabilizacyjne w związku z Ofertą Globalną.
Statut	Statut Spółki.
Szczegółowe Zasady Działania KDPW	Załącznik do Uchwały Nr 79/98 Zarządu KDPW z dnia 29 stycznia 1998 r. z późniejszymi zmianami.

Szczegółowe Zasady Obrotu Giełdowego	Załącznik do Uchwały Nr 4/2006 Zarządu GPW z dnia 10 stycznia 2006 r.
TGE, Towarowa Giełda Energii	Towarowa Giełda Energii S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Warszawie.
Transza Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych	Transza Akcji Oferowanych przeznaczona dla Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych.
Transza Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych	Transza Akcji Oferowanych przeznaczona dla Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych.
Transze Inwestorów Instytucjonalnych	Transza Krajowych Inwestorów Instytucjonalnych oraz Transza Zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych.
Umowa KDT z 12 września 1997 r.	Umowa na dostawę mocy i energii elektrycznej z dnia 12 września 1997 r.
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
Ustawa Kominowa	Ustawa z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz. U. z 2002 r. Nr 26, poz. 306, z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Handlu Uprawnieniami do Emisji	Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. z 2004 r., Nr 281, poz. 2784).
Ustawa o Krajowym Rejestrze Sądowym, Ustawa o KRS	Ustawa z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym (tekst jednolity: Dz. U. z 2007, Nr 168, poz. 1186).
Ustawa o Nadzorze nad Rynkiem Kapitałowym	Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o nadzorze nad rynkiem kapitałowym (Dz. U. z 2005 r., Nr 183, poz. 1537 z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Obrocie Instrumentami Finansowymi	Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2005 r., Nr 183, poz. 1538 z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Ochronie Konkurencji i Konsumentów	Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2007 r., Nr 50, poz. 331, z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Ofercie Publicznej	Ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej, warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz. U. z 2009 r., Nr 185, poz. 1439 z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Podatku Akcyzowym	Ustawa z dnia 23 stycznia 2004 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2004 r., Nr 29, poz. 257, z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych	Ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (tekst jednolity: Dz. U. z 2000 r., Nr 14, poz. 176, z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych	Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (tekst jednolity: Dz. U. z 2000 r., Nr 54, poz. 654, z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Podatku od Czynności	Ustawa z dnia 9 września 2000 r. o podatku od czynności cywilnoprawnych (tekst jednolity: Dz. U. z 2007 r., Nr 68, poz. 450, z

Cywilnoprawnych	późniejszymi zmianami).
Ustawa o Podatku od Spadków i Darowizn	Ustawa z dnia 28 lipca 1983 r. o podatku od spadków i darowizn (tekst jednolity: Dz. U. z 2004 r., Nr 142, poz. 1514, z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Rachunkowości	Ustawa z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (tekst jednolity: Dz. U. z 2009 r., Nr 152 poz. 1223, z późniejszymi zmianami).
Ustawa o Rozwiązaniu KDT	Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905).
Ustawa o Zasadach Nabywania Akcji od Skarbu Państwa w Procesie Konsolidacji Sektora Energetycznego	Ustawa z dnia 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r., Nr 191, poz. 1367).
WZ, Walne Zgromadzenie	Walne zgromadzenie Spółki.
Zagraniczni Inwestorzy Instytucjonalni	Instytucje finansowe, w szczególności banki, domy maklerskie, fundusze emerytalne, fundusze inwestycyjne, zakłady ubezpieczeń, podmioty zarządzające cudzym pakietem papierów wartościowych na zlecenie (*asset management*), posiadający siedzibę poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej, niebędący jednocześnie osobami amerykańskimi w rozumieniu Regulacji S oraz spełniający kryteria kwalifikowanych inwestorów instytucjonalnych w rozumieniu Przepisu 144A.
Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy, ZUZP	Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy zawarty dnia 16 grudnia 1996 r. dla pracowników ENEA oraz spółek zależnych ENEA wpisany do rejestru Zakładowych Układów Zbiorowych w dniu 22 kwietnia 1997 r.
Zarząd	Zarząd Spółki.
Zbadane Skonsolidowane Sprawozdania Finansowe Spółki	Zbadane skonsolidowane sprawozdania finansowe Spółki sporządzone na dzień i za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2005 r., 2006 r., 2007 r. i 2008 r.
Zbadane Sprawozdania Finansowe Elektrowni Kozienice	Zbadane sprawozdania finansowe Elektrowni Kozienice sporządzone na dzień oraz za lata zakończone 31 grudnia 2006 r., 2007 r. oraz 2008 r.
ZE PAK	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A., spółka akcyjna z siedzibą w Koninie.
ZWZ, Zwyczajne Walne Zgromadzenie	Zwyczajne walne zgromadzenie Spółki.

SŁOWNIK POJĘĆ BRANŻOWYCH

Biomasa	Stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji.
Elektrownia przemysłowa	Elektrownia wytwarzająca energię elektryczną głównie na potrzeby zakładu przemysłowego, przy którym się znajduje.
Elektrownia zawodowa	Elektrownia dostarczająca energię elektryczną do ogólnej sieci elektroenergetycznej, a za jej pośrednictwem na potrzeby wszystkich odbiorców.
Energia konwencjonalna	Energia powstała w wyniku spalania paliwa pierwotnego najczęściej w elektrowniach konwencjonalnych, niebędąca energią ze źródeł odnawialnych albo energią z kogeneracji.
Energia z kogeneracji	Energia elektryczna wytworzona w kogeneracji.
Energia ze źródeł odnawialnych, energia odnawialna	Energia powstała z odnawialnych źródeł energii.
Europejski System Handlu Emisjami	Pierwszy na świecie międzynarodowy system handlu uprawnieniami do emisji obejmujący ponad 11,5 tysiąca instalacji o wysokim poziomie emisji na terytorium krajów członkowskich UE, które odpowiadają za prawie połowę całości emisji dwutlenku węgla na terytorium tych krajów. Celem EU ETS jest pomoc krajom członkowskim UE w wypełnieniu ich zobowiązań wynikających z Protokołu z Kioto.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE.
GPZ	Główny punkt zasilania, rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału albo tylko do rozdziału energii elektrycznej.
GWS	Generacja wymuszona względami sieciowymi, rodzaj usługi systemowej.
J	Dżul, jednostka ciepła.
Jednostka grafikowa	Zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej.
Jednostka Poświadczonej Redukcji Emisji (CER)	Przykład „kredytów węglowych” lub „projektów rekompensujących emisje gazów cieplarnianych do powietrza” (*carbon offsets*), wystawianych w zamian za redukcję emisji dwutlenku węgla do atmosfery osiągnięte w projektach wdrażanych na podstawie Mechanizmu Czystego Rozwoju (CDM) według zasad Protokołu z Kioto. Jednostka CER równa jest jednej tonie metrycznej odpowiednika dwutlenku węgla. Podmioty uprawnione z CER mogą je wykorzystać do pokrycia własnych limitów emisji jako jeden ze sposobów osiągnięcia swoich celów redukcji emisji zgodnie z postanowieniami Protokołu z Kioto.
Jednostka Redukcji Emisji	Jednostki redukcji emisji gazów cieplarnianych wygenerowane za pośrednictwem mechanizmu wspólnych wdrożeń (*joint implementation*) zgodnie z Artykułem 6 Protokołu z Kioto, w odróżnieniu od Jednostek Poświadczonej Redukcji Emisji, które zostały wygenerowane i poświadczone

	na podstawie postanowień Artykułu 12 Protokołu z Kioto, zgodnie z Mechanizmem Czystego Rozwoju (CDM)
Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana, JWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.
Jednostka wytwórcza, JW	Opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Kogeneracja	Równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.
Krajowy system elektroenergetyczny, KSE	System elektroenergetyczny na terenie Polski (sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje współpracujące z sieciami).
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.
Moc osiągalna	Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w umowie o świadczenie usług dystrybucji, umowie sprzedaży, lub w umowie kompleksowej jako wartość maksymalna wyznaczona w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego, ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15 minutowych.
Napięcie	Różnica potencjałów elektrycznych między dwoma punktami obwodu elektrycznego lub pola elektrycznego.
Napięcie znamionowe	Maksymalne napięcie energii elektrycznej, jakie może być podane w sposób trwały na element lub urządzenie elektrotechniczne.
Obciążenie podstawowe	Część zapotrzebowania na energię elektryczną, która ma charakter stały w czasie. Z oczywistych powodów ekonomicznych obciążenie to jest pokrywane przez elektrownie mające najniższe koszty wytwarzania. W Polsce są to przede wszystkim elektrownie na węgiel brunatny.
Odnawialne źródło energii, OZE	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowych szczątek roślinnych i zwierzęcych.
Operator systemu dystrybucyjnego, OSD	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego, OSP	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym

	elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznym.
Operator systemu, Operator systemu elektroenergetycznego	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
PJ	Petadżul, 1 PJ = 10^{15} J, jednostka ciepła.
Rezerwa mocy	Możliwa do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci.
RUS	Regulacyjne usługi systemowe, czyli rodzaj usług systemowych świadczonych przez wytwórców energii elektrycznej przyłączonych do elektroenergetycznej sieci przesyłowej umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego utrzymanie odpowiedniego poziomu i bezpieczeństwa pracy sieci. Świadczenie usług polega na zaplanowaniu i utrzymaniu odpowiedniej rezerwy posiadanych mocy oraz umożliwieniu wykorzystania jej przez operatora systemu przesyłowego. W zakres regulacyjnych usług systemowych wchodzą rezerwy: sekundowa i minutowa, rezerwa odtworzeniowa, oraz dodatkowe usługi takie jak regulacja napięcia i mocy biernej w węzłach wytwórczych (ARNE) oraz praca jednostek z przeciążeniem lub zaniżeniem.
Rynek bilansujący	Segment rynku energii elektrycznej, gdzie jest dokonywane bieżące bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Sieci	Połączone i współpracujące ze sobą instalacje służące do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.
Sieć najwyższego napięcia (NN)	Sieć elektroenergetyczna przesyłowa służąca do transportowania energii elektrycznej, w której napięcie jest równe lub większe od 220 kV i nie wyższe niż 750 kV (w praktyce najczęściej jest to napięcie 220 kV i 400 kV; na granicy Polski z Ukrainą istnieje odcinek sieci o napięciu 750 kV przy czym na dzień niniejszego Dokumentu Ofertowego nie jest ona eksploatowana).
Sieć niskiego napięcia (nn)	Sieć elektroenergetyczna dystrybucyjna służąca do transportowania energii elektrycznej, w której napięcie jest równe lub niższe od 1 kV. W Unii Europejskiej i większości krajów świata sieć niskiego napięcia służy do dostarczania energii elektrycznej bezpośrednio odbiorcom pod napięciem fazowym 230V lub międzyfazowym 400V.
Sieć średniego napięcia (SN)	Sieć elektroenergetyczna dystrybucyjna służąca do transportowania energii elektrycznej, w której napięcie wynosi od 1 kV do 110 kV.
Sieć wysokiego napięcia (WN)	Sieć elektroenergetyczna dystrybucyjna służąca do transportowania energii elektrycznej, w której napięcie wynosi 110 kV.
Stacja elektroenergetyczna	Zespół urządzeń elektroenergetycznych wraz z budowlami, służący do rozdzielania energii elektrycznej (rozdzielnia), jej przetwarzania (stacja transformatorowa) lub obu celów jednocześnie.
Stacja kubaturowa	Stacja elektroenergetyczna z urządzeniami zabudowanymi w budynku.
Stacja słupowa	Stacja elektroenergetyczna, w której urządzenia są zabudowane na słupie.

Świadectwo pochodzenia	Dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii, który wydaje Prezes URE na wniosek wytwórcy, złożony za pośrednictwem właściwego operatora systemu elektroenergetycznego.
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	Potwierdzenie wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, który wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, złożony za pośrednictwem właściwego operatora systemu elektroenergetycznego.
Technologia wychwytu i magazynowania dwutlenku węgla (CCS)	Sposób ograniczenia przyczyniania się emisji gazów pochodzących ze spalania paliw kopalnych do powstawania efektu cieplarnianego polegający na wychwytywaniu dwutlenku węgla emitowanego z dużych punktowych źródeł emisji takich jak elektrownie opalane paliwami kopalnymi i magazynowanie ich poza atmosferą przy wykorzystaniu innych technologii.
TPA, third party access	Zasada swobodnego wyboru sprzedawcy, zasada umożliwiająca indywidualne i swobodne wybieranie sprzedawcy energii.
Transformator	Urządzenie elektrotechniczne służące do przenoszenia energii elektrycznej prądu zmiennego drogą indukcji z jednego obwodu elektrycznego do drugiego. Transformator jest urządzeniem służącym również do przetwarzania napięcia zmiennego na napięcie o podobnym przebiegu czasowym ale i innej wartości np. przetworzeniu napięcia 110 kV na 6, 15, 20 i 30 kV albo z 20, 15 i 6 kV na 230/400 kV.
Usługi systemowe	Usługi świadczone na rzecz OSP niezbędne do zapewnienia przez tego operatora, prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Wysokosprawna kogeneracja	Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność paliwa pierwotnego zużywanej w: a) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego; b) jednostce kogeneracji o mocy osiągalnej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

AKCJONARIUSZ SPRZEDAJĄCY

Skarb Państwa
ul. Krucza 36/ul. Wspólna 6
00-522 Warszawa
Polska

SPÓŁKA

ENEA S.A.
ul. Nowowiejskiego 11
60-967 Poznań
Polska
www.enea.pl

MENEDŻEROWIE

Globalny Koordynator, Współprowadzący Księgę Pobytu

Credit Suisse Securities (Europe) Limited
One Cabot Square
London E14 4QJ
Wielka Brytania

Współprowadzący Księgę Pobytu

Citigroup Global Markets Limited
Citigroup Centre
33 Canada Square
London E14 5LB
Wielka Brytania

UniCredit CAIB Poland S.A.
Warsaw Financial Center
ul. Emilii Plater 53
00-113 Warszawa,
Polska

Dom Maklerski Banku Handlowego S.A.
ul. Chałubińskiego 8
00-613 Warszawa,
Polska

DORADCY PRAWNI AKCJONARIUSZA SPRZEDAJĄCEGO

w zakresie prawa polskiego
Weil, Gotshal & Manges - Paweł Rymarz Sp. k.
Warsaw Financial Center
ul. Emilii Plater 53
00-113 Warszawa
Polska

w zakresie prawa amerykańskiego
Weil, Gotshal & Manges LLP
767 Fifth Avenue
New York, NY 10153
U.S.A.

w zakresie prawa angielskiego
Weil, Gotshal & Manges
One South Place
London EC2M 2WG
Wielka Brytania

DORADCY PRAWNI SPÓŁKI

CMS Cameron McKenna Dariusz Greszta Sp. k.
Warsaw Financial Center
ul. Emilii Plater 53
00-113 Warszawa
Polska

DORADCY PRAWNI MENEDŻERÓW

w zakresie prawa polskiego

Clifford Chance, Janicka, Namiotkiewicz, Dębowski i Wspólnicy Sp. k.
Norway House
ul. Lwowska 19
00-660 Warszawa
Polska

w zakresie prawa amerykańskiego

Clifford Chance Studio Legale Associato
Piazzetta M. Bossi, 3
20121, Milan
Włochy

w zakresie prawa angielskiego i amerykańskiego
Clifford Chance LLP
10 Upper Bank Street
London, E14 555
Wielka Brytania

BIEGLI REWIDENCI

w zakresie Sprawozdań Finansowych Spółki

KPMG Audyt Sp. z o.o.
ul. Chłodna 51
00-867 Warszawa
Polska

Deloitte Audyt Sp. z o.o.
Al. Jana Pawła II 19
00- 854 Warszawa
Polska

w zakresie sprawozdań finansowych Elektrowni Kozienice

Deloitte Audyt Sp. z o.o.
Al. Jana Pawła II 19
00- 854 Warszawa
Polska