

Stanisław Pilżys

Uniwersytet w Białymstoku, Filia w Wilnie

Zmiany w polskim i litewskim sektorze elektroenergetycznym po akcesji do Unii Europejskiej

Celem artykułu jest ukazanie najważniejszych zmian, jakie zaszły w sektorze elektroenergetycznym Litwy i Polski po akcesji tych państw do Unii Europejskiej. Badane państwa powinny były dostosować własne systemy energetyczne zgodnie z polityką energetyczną UE, która zakłada stworzenie jednolitego wewnętrznego rynku energetycznego wszystkich krajów członkowskich. UE chce to osiągnąć przede wszystkim przez liberalizację rynków energetycznych. Dodatkowo, po akcesji do UE, Litwa oraz Polska wzięły na siebie obowiązek redukcji emisji szkodliwych dla środowiska gazów cieplarnianych, co wymaga dużych inwestycji w budowę lub modernizację obecnej przestarzałej infrastruktury energetycznej. Etap liberalizacji oraz dostosowanie się do środowiskowych regulacji UE nie przebiega tak sprawnie, jak początkowo zakładano. Niemniej wszystko wskazuje na to, że Polska i Litwa, mimo niedużych różnic w szybkości liberalizacji, osiągną zakładane cele integracji własnych systemów z systemem ogólnoeuropejskim oraz mniejszą emisję CO₂.

Changes in the Polish and Lithuanian electric power sectors after the accession to the European Union

The purpose of the paper is to present the most important changes that have occurred in the electric power sector of Lithuania and Poland after their accession to the European Union. The states examined had to adjust their energy systems in accordance with the EU energy policy, which is to create an internal energy market for all Member States. The EU attempts to achieve that aim primarily through liberalization of local energy markets. Moreover, after the accession to the EU, Lithuania and Poland have taken the responsibility to reduce emissions of environmentally harmful greenhouse gases, which requires large investment in the construction and modernization of the existing outdated energy infrastructure. The phase of liberalization and adjustment to the EU environmental regulations does not run as smoothly as initially expected. Nevertheless, despite some slight differences in the speed of liberalization, there are indications that both Poland and Lithuania will achieve the stated objective of integrating their systems with the EU energy system and will reduce CO₂ emissions.

Keywords: electric power sector, energy policy, market liberalization

Wprowadzenie

Litewski oraz polski sektor elektroenergetyczny stanowią interesujący przykład tego, w jaki sposób we względnie krótkim okresie dokonuje się transformacja i, docelowo, pełna liberalizacja rynku energetycznego. Oba kraje mają za sobą porównywalne doświadczenie gospodarki centralnie planowanej. Zarówno Polska, jak i do niedawna Litwa opierały swoje systemy energetyczne na jednym zasobie energetycznym. W Polsce to był i nadal jest węgiel, Litwa zaś do 2010 roku opierała się w większości na energetyce jądrowej.

Przystąpienie krajów do Unii Europejskiej wymusiło określone zmiany w sektorze energii elektrycznej w celu przyśpieszenia liberalizacji rynku, którego proces został zapoczątkowany już wcześniej, w połowie lat dziewięćdziesiątych XX wieku. Zobowiązania związane z ochroną środowiska, w tym znaczna redukcja emisji gazów cieplarnianych, stały się kolejną, nie mniej ważną, przyczyną zmian w danym sektorze.

Po pierwsze, celem artykułu jest opisanie najważniejszych aspektów liberalizacji i jej skutków dla ogólnej sytuacji w sektorze elektroenergetycznym. W pracy zostaną przedstawione wybrane, zdaniem autora najważniejsze, problemy i trudności, z jakimi stykają się badane państwa podczas dostosowania się do dyrektyw i innych unijnych aktów prawnych, regulujących powstanie wewnętrznego, jednolitego rynku energetycznego UE.

Po drugie, celem artykułu jest również ukazanie zmian, jakie zachodzą w badanym sektorze w wyniku wdrażania wybranej polityki ochrony środowiska, tzn. walki z globalnym ociepleniem.

1. Polityka energetyczna UE

Wspólnoty Europejskie na początku swej działalności nie prowadziły wspólnej polityki energetycznej, w odróżnieniu np. od wspólnej polityki rolnej. W energetyce przez dłuższy czas obowiązywała zasada subsydiarności. Tylko wybrane kwestie energetyczne były przedmiotem debat europejskich polityków.

Energetyczny kryzys lat siedemdziesiątych XX wieku przyczynił się do zmiany myślenia o sektorze energetycznym. Zaczęto poszukiwać alternatywnych źródeł energetycznych w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państw europejskich.

Po raz pierwszy poważnie nad potrzebą zbudowania wspólnego jednolitego rynku energetycznego zastanowiono się w roboczym dokumencie Komisji Europejskiej – Wewnętrzny Rynek Energii [Komisja Europejska, 1988, s. 11].

W roku 1993 w krajach członkowskich WE wszedł w życie Traktat z Maastricht. W traktacie uzgodniono potrzebę utworzenia wspólnego rynku energii w ramach jednolitego rynku wewnętrznego. Wspólny rynek energetyczny miał zapewnić swobodną, transgraniczną wymianę energii oraz zlikwidować bariery oraz praktyki dyskryminacyjne eksporterów energii elektrycznej.

W roku 1995 Komisja Europejska przygotowała dwa kolejne ważne dokumenty, tzw. Zieloną księgę pt. *Ku polityce Unii Europejskiej* oraz tzw. Białą księgę pt. *Polityka energetyczna Unii Europejskiej*. W powyższych dokumentach ponownie potwierdzono, że budowa wspólnego rynku jest priorytetowym celem polityki energetycznej UE. W Białej księdze do celów polityki energetycznej, oprócz zwiększania konkurencyjności gospodarki oraz bezpieczeństwa energetycznego, dodano również trzeci cel – ochronę środowiska naturalnego przed niepożądanymi skutkami produkcji oraz przesyłu energii. Osiągnięcie powyższych zadań, zdaniem KE, było możliwe wyłącznie przez liberalizację rynku energii elektrycznej i rynku gazowego.

1.1. Liberalizacja rynku

Zdaniem KE liberalizacja europejskiego sektora energii elektrycznej jest niezbędna, co tłumaczy się następującymi argumentami [Pfaffenberger, 2009, s. 58]:

- operatorzy systemów przesyłowych (TSO – Transmission System Operator) dyskryminują trzecie strony;
- istnieje utrudniony dostęp do sieci dla nowych graczy na rynku;
- TSO, gdy są integralną częścią producenta energii elektrycznej, podejmują decyzje zazwyczaj w oparciu o interes przedsiębiorstwa związanego z produkcją energii elektrycznej;
- zależne od wytwórcy energii TSO inwestują za mało oraz często za późno, ponieważ są bardziej nastawione na obronę własnych pozycji niż na ekspansję i konkurencję;
- na rynku niezliberalizowanym jest mniejsza dywersyfikacja, a przez to mniejsze bezpieczeństwo dostaw;
- bez liberalizacji rynku nie ma szans na powstanie jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej UE.

Za początek bezpośredniego procesu liberalizacji unijnego rynku uważa się pojawienie się dwóch dyrektyw – elektroenergetycznej oraz gazowej. Pierwsza, dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady UE z 19 grudnia 1996 roku, dotyczyła wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku w sektorze energii elektrycznej; druga, dyrektywa 98/30/WE z 22 czerwca 1998 roku, dotyczyła liberalizacji rynku gazowego. Dyrektywa elektroenergetyczna szczegółowo ustalała zasady wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Opisywała również prawa i obowiązki operatorów systemów dostaw (np. zapewnienie dostępu do sieci in-

nym podmiotom) oraz innych uczestników rynku. Dokument zawierał w sobie także ścisły harmonogram liberalizacji z uwzględnieniem różnic między krajami. Jak pokazała praktyka, tylko część krajów członkowskich szybko dokonało pełnej liberalizacji swoich rynków (np. Niemcy, Wielka Brytania, Szwecja), inne wybrały stopniową ewolucję (np. Grecja, Irlandia), [Nehrebecki, 2008, s. 26–28].

Kolejny ważny akt prawny został uzgodniony podczas szczytu UE w Lizbonie, gdzie Rada Europejska przyjęła plan rozwoju dla Unii Europejskiej, tzw. Strategię Lizbońską. Głównym celem planu, dotyczącego następnych 10 lat, było zwiększenie globalnej konkurencyjności UE i uczynienia Europy najszybciej rozwijającym się regionem na świecie. Zaproponowano również przyspieszenie procesu liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazowego tak, aby pełna integracja i liberalizacja mogła nastąpić do 2004 roku. Kraje członkowskie miały jednak odmienne zdanie co do konkretnych terminów pełnej liberalizacji, przykładowo Francja, która aktywnie sprzeciwiała się wyznaczaniu konkretnych terminów [Nehrebecki, 2008, s. 29].

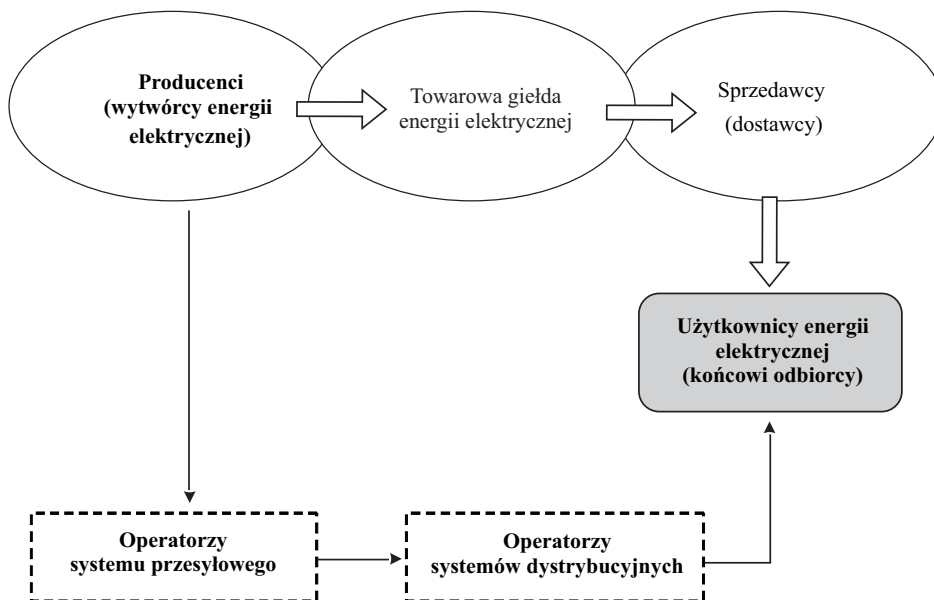
W roku 2003 dyrektywa 2003/54/WE, w ramach tzw. „drugiego pakietu energetycznego”, zastąpiła wcześniejszą dyrektywę 96/92/WE. Państwa UE zobowiązały się, że od 1 lipca 2004 roku wszyscy odbiorcy przemysłowi, niebędący gospodarstwami domowymi (oraz od 1 lipca 2007 roku również gospodarstwa domowe), będą mieli prawo wybrać dostawcę energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa energetyczne powinny były podłączyć odbiorców do sieci w oparciu o metody obliczeń i taryfy ustalone lub zatwierdzone przez odpowiednie organy poszczególnych państw. Nałożono obowiązek rozdziału działalności wytwarzania, przesyłu oraz dystrybucji. Dodatkowo państwa członkowskie zobowiązały się do powołania niezależnych organów kontrolujących poprawne działanie rynku w danym sektorze. Szczególny nacisk położono na ochronę praw konsumenta. Jednocześnie przyjęto regulację EC No 1228/2003, która omawiała warunki dostępu do sieci w przypadku transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Celem polityki energetycznej UE, szczególnie opisanych dyrektyw, była i jest budowa systemu, gdzie odbiorcy będą mogli kupować energię od dowolnego podmiotu w granicach kraju. W praktyce wiele koncernów energetycznych otworzyło własne filie za granicą w celu sprzedaży importowanej energii. KE nie może jednak bezpośrednio wpływać na regulacje wewnątrz krajowe, aczkolwiek ma wpływ na konkretne warunki handlu pomiędzy krajami. Docelowo dąży się do tego, żeby kraje mogły konkurować między sobą również w sektorze energii elektrycznej.

Obecnie sektor elektroenergetyczny w krajach UE z perspektywy odbiorcy energii można podzielić na dwie części:

- produkcja energii elektrycznej;
- przesył energii elektrycznej od producenta do odbiorcy końcowego.

Rysunek 1 ilustruje, jaka powinna być docelowa struktura zliberalizowanego rynku energii elektrycznej we wszystkich krajach członkowskich.



Rys. 1. Struktura rynku elektroenergetycznego

Źródło: Opracowanie własne.

1.2. Ochrona środowiska

W celu zrozumienia motywów, jakimi kieruje się UE w swej polityce energetycznej, warto odpowiedzieć na pytanie, dlaczego przemysł energii elektrycznej jest przedmiotem specyficznych regulacji w większości krajów świata. Do głównych przyczyn istnienia regulacji można zaliczyć:

- specyfikę infrastruktury sieci energii elektrycznej;
- charakterystyczne dla przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej cechy monopolu naturalnego;
- kwestie ochrony środowiska naturalnego.

Pierwszy czynnik oznacza, że rozbudowa infrastruktury sieci elektrycznych zawsze była priorytetem państwa, ponieważ od tego bezpośrednio zależał postęp i rozwój gospodarki. Niemniej znaczenie danego czynnika spada ze względu na to, że obecnie prawie każdy podmiot gospodarczy już ma dostęp do elektryczności. Biorąc jednak pod uwagę częste występowanie monopolu naturalnych w danym sektorze, państwo nadal pozostawia sobie prawo do ingerencji w proces kształtowania się ceny.

Powstawaniu monopolii naturalnych sprzyjają wysokie koszty rozwiązań technologicznych, związanych z przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej, co nie jest pożądanym zjawiskiem w kwestii konkurencyjności i bezpieczeństwa dostaw. W większości krajów UE sektor elektroenergetyczny opiera się na lokalnych lub regionalnych, horyzontalnie zintegrowanych monopolach.

Kwestie ochrony środowiska naturalnego w warunkach wolnego rynku mogą stać w sprzeczności z dążeniem do maksymalizacji zysku przedsiębiorstw, producentów i operatorów przesyłowych, dlatego państwo, jeśli chce prowadzić aktywną politykę ochrony środowiska, jest zmuszone tworzyć własne regulacje [Pfaffenberger, 2009].

Założeń i celów Strategii Lizbońskiej nie udało się zrealizować. W marcu 2010 roku KE zaproponował nową strategię rozwoju, Europę 2020, na lata 2010–2020 [Komisja Europejska, 2010]. UE wyznaczyła sobie 5 głównych celów w zakresie edukacji, innowacji, zatrudnienia, włączenia społecznego oraz zmian klimatu/energii. Co do kwestii sektora energetycznego, państwa członkowskie ustaliły sobie następujące cele:

- redukcję emisji gazów cieplarnianych o 20% w porównaniu do poziomu z roku 1990 (lub o 30% przy sprzyjających warunkach);
- zwiększenie o 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych (co da również około pół miliona nowych miejsc pracy wg szacunków UE);
- zwiększenie efektywności energetycznej o 20%.

W perspektywie długookresowej, do roku 2050, UE chce zmniejszyć redukcję emisji aż o 80–95% względem poziomów z 1990 roku. KE utrzymuje przy tym, że to może być opłacalne dla krajowych gospodarek. W roku 2012 emisja szkodliwych gazów we wszystkich krajach UE spadła ogółem o prawie 16% w porównaniu do roku bazowego.

Warto zaznaczyć, że podstawą strategii UE w dziedzinie ochrony klimatu ma stać się unijny system handlu emisjami (ETS) gazów cieplarnianych, który powstał w roku 2005; planuje się, że w roku 2013 stanie się kluczowym instrumentem, który pozwoli UE osiągnąć cele Europy 2020 związane z energetyką i ochroną środowiska [Dyrekcja Generalna ds. Działań w Dziedzinie Klimatu, 2012].

2. Liberalizacja sektorów energii elektrycznej w Polsce i na Litwie

1 maja 2004 roku Polska i Litwa stały się pełnoprawnymi członkami Unii Europejskiej. Jednym z warunków przystąpienia do Unii Europejskiej była restrukturyzacja sektora elektroenergetycznego.

2.1. Polska

Można stwierdzić, że polski sektor energii elektrycznej wstąpił do UE już w roku 1995 przez zsynchronizowanie systemu energetycznego z systemem UCTPE (później UCTE, obecnie ENTSO-E). UCTPE to system połączonych sieci elektroenergetycznych, który powstał w wyniku współpracy przemysłu, w celu zapewnienia wysokiej jakości i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej we własnych krajach. W roku 2008 36 europejskich operatorów systemów przesyłowych podpisało deklarację o utworzeniu systemu Europejskiej Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych ENTSO-E, którego częścią stało się również UCTE. W danej chwili ENTSO-E zrzesza 42 operatorów systemów przesyłowych i jest podzielone na 5 grup regionalnych: Europę Kontynentalną, Grupę Nordycką, Wielką Brytanię, Irlandię, Grupę Bałtycką. Polska należy do Grupy Europy Kontynentalnej, Litwa zaś do Grupy Bałtyckiej. Grupa Bałtycka wywodzi się z BALTSO (Baltic Transmission System Operators), stowarzyszenia założonego w roku 2006 w wyniku współpracy operatorów systemów przesyłowych Litwy, Łotwy i Estonii. Do systemu ENTSO-E należą też kraje spoza UE, czego dobrym przykładem może być Szwajcaria, której przedsiębiorstwa były szczególnie aktywne w tworzeniu danego systemu.

Przed akcesją do UE struktura rynku energii elektrycznej w Polsce znacząco różniła się od rynku gazowego, ponieważ w przeciwieństwie od rynku gazowego nie było tam jednego dominującego gracza (którym w sektorze gazowym było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo), tylko kilka naturalnych monopolii lokalnych.

W roku 1994 rząd RP wprowadził tzw. mechanizm kontraktów długoterminowych KDT. KDT gwarantował stały poziom przychodów dla producentów energii elektrycznej, przez to było to pewne źródło finansowania niezbędnych inwestycji. Niemniej dominacja kontraktów KDT nie była korzystna dla wolnego rynku. Polski sektor elektroenergetyczny był słaby, z względnie niedużymi możliwościami inwestycyjnymi oraz niezdolny do konkurencji na rynku europejskim.

Dyrektywa z roku 1996 rozpoczęła proces deregulacji rynku energii elektrycznej w krajach członkowskich UE. Skutkiem tego było to, że europejskie przedsiębiorstwa energetyczne zaczęły ciąć koszty produkcyjne, pozbawiać się nadmiaru majątku (w tym nadwyżek mocy wytwórczych oraz przesyłowych) oraz redukować zatrudnienie. Niepewność zwrotu inwestycji odstraszyła inwestorów, a brak inwestycji doprowadził do spadku mocy i w efekcie do wzrostu cen za energię elektryczną. Do poziomu przed uwolnieniem rynku udało się wrócić dopiero w roku 2004 [Janikowski i Tokarski, 2004]. Eksperti polscy zwracali uwagę, że skoro więksi europejscy gracze mieli problem z dostosowaniem się do nowej polityki

UE, to w przypadku Polski (lub Litwy) skutki mogą być o wiele bardziej niekorzystne dla krajowych podmiotów.

Przed 2004 rokiem polskie i litewskie spółki dystrybucyjne przez mnożenie trudności formalnych i technicznych zniechęcały klientów nieindywidualnych do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Przykładowo modernizacja systemów układowo-pomiarowych i informatycznych była na tyle kosztowna, że nieopłacalna dla przedsiębiorców, którzy rozważali zmianę dostawcy energii elektrycznej [Departament Analiz i Strategii, 2009].

W roku 2004 polski sektor elektroenergetyczny był rozdrobniony. Przed akcesją do UE prognozy ekspertów były takie, że jeśli sektor nie zostanie skonsolidowany, to większość spółek energetycznych upadnie lub zostanie przejęta przez dużych zagranicznych graczy.

W roku 2007 nastąpiła konsolidacja spółek i stworzenie silnych kapitałowo PGE – Polska Grupa Energetyczna SA, Tauron Polska Energia SA, ENERGA SA i ENEA SA. Nastąpił również, zgodnie z wytycznymi dyrektyw UE, rozdział wytwarzania od dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną wg następujących kryteriów:

- wydzielenie operatorów sieci dystrybucyjnych (w formie aportu wniesiono majątek dystrybucyjny);
- wydzielenie obrotu oraz wytwarzania (majątek z innych rodzajów działalności koncesjonowanej).

Utworzony został niezależny operator systemu przesyłowego (TSO – Transmission System Operator) PSE Operator SA, który otrzymał prawo na działalność od 1 stycznia 2008 roku do 1 lipca 2014 roku na obszarze całego kraju. Operatorów systemów dystrybucyjnych (DSO – Distribution System Operator) wyznacza Prezes URE. Są to podmioty, które pełnią podobne obowiązki co TSO w odniesieniu do systemu dystrybucyjnego, na obszarze wskazanym przez URE. Do największych DSO można zaliczyć takie spółki, jak Vattenfall Distribution Poland SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja SA, ENEA Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja SA czy też ENERGA-OPERATOR SA.

W Polsce ciągle jeszcze dominują duże bloki energetyczne. Zdaniem ekspertów Polska potrzebuje dywersyfikacji, czyli większej liczby małych źródeł energii i mikroinstalacji. Istnieją wiarygodne prognozy, że w latach 2015–2017 może zabraknąć mocy w szczycie zapotrzebowania. W danej chwili sieci dystrybucyjne są w stanie współpracować z mikroinstalacjami, czyli w praktyce kupować nadwyżki energii od mniejszych wytwórców. Na przeszkodzie temu stoi jednak zachowanie operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy wolą współpracować z dużymi jednostkami, oraz skomplikowane prawo, które, przykładowo, zmusza gospodarstwa domowe do prowadzenia działalności gospodarczej, jeśli chcą sprzedawać nadwyżki energii elektrycznej [„Dziennik Gazeta Prawna”, 2012].

W październiku 2012 roku na mocy Traktatu Lizbońskiego KE zwróciła się do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej o ukaranie Polski za niedotrzymanie umów. Komisja pozwała Polskę (jak również Słowenię) za niedopełnienie zobowiązań wprowadzenia zmian w krajowych przepisach, dotyczących wewnętrznego rynku energii zgodnie z dyrektywami. Polsce grozi nałożenie okresowej kary pieniężnej o dziennej stawce ponad 80 tys. euro. Już wcześniej, w roku 2011, KE dwukrotnie przypominało o konieczności zmian w przepisach. Prawdopodobnie zostaną pozwane również inne kraje, które opóźniają się z wdrożeniem rozwiązań koniecznych do liberalizacji rynku energii elektrycznej [Ciepiela, 2012a].

Ministerstwo Gospodarki RP w odpowiedzi na zarzuty KE poinformowało, że intensywnie pracuje nad wdrożeniem dyrektyw UE. Przepisy regulujące dostosowanie się do wytycznych są zawarte w tzw. Trójpaku energetycznym, który zawiera m.in. również projekt nowego Prawa energetycznego, Prawa gazowego oraz Prawa o OZE. Poza tym Sejm RP w porozumieniu z ministerstwem przygotował również Poselski projekt nowelizacji ustawy Prawa energetycznego.

2.2. Litwa

Na Litwie ewolucja sektora elektroenergetycznego przebiegała podobnie jak w Polsce. Zmiany zaczęły się już w roku 1995 podczas reorganizacji państwowej spółki Państwowego Systemu Energetycznego oraz przekształcenia jej w spółkę akcyjną AB Lietuvos Energija. W roku 2002 z monopolisty AB Lietuvos Energija został wydzielony operator systemu przesyłowego. W ten sposób zlikwidowano subsydiowanie krzyżowe, gdzie jedna bardziej opłacalna działalność sektora pokrywała straty drugiej działalności. Obecnie AB Lietuvos Energija jest największym wytwórcą energii elektrycznej na Litwie.

Na Litwie, podobnie jak w większości krajów UE, sieci przesyłowe i dystrybucyjne są jednolite, tzn. brakuje sieci alternatywnych, a co za tym idzie, sektor przesyłu i dystrybucji również w przyszłości będzie posiadał cechy monopolu naturalnego.

W ramach liberalizacji rynku na Litwie powstały 4 spółki, które miały wyłączne prawa na przesył energii elektrycznej:

- LITGRID AB – operator systemu przesyłowego, kontrola sieci wysokiego napięcia;
- AB Rytų Skirstomieji Tinklai (AB RST) – operator systemu przesyłowego, kontrola sieci średniego i niskiego napięcia, dostawca usług we wschodniej części kraju;
- AB VST – operator systemu przesyłowego, kontrola sieci średniego i niskiego napięcia, dostawca usług w zachodniej Litwie;

- VĮ Visagino Energija – operator systemu przesyłowego, kontrola sieci średniego i niskiego napięcia w mieście Wisagini, dostawca usług dla mieszkańców miasta i okolic.

Od 1 stycznia 2011 roku spółki AB RST oraz AB VST zostały zreorganizowane i połączone w jedną jednostkę – AB Lesto. AB Lesto jest operatorem systemu dystrybucyjnego, który w danej chwili obsługuje około 1,6 mln klientów.

W kwietniu 2009 roku premierzy Litwy, Łotwy i Estonii podpisali deklarację o utworzeniu rynku energii elektrycznej. W grudniu tegoż roku zostały wniesione odpowiednie zmiany do ustawy o energii elektrycznej. W oparciu o powyższe dokumenty LITGRID AB jest operatorem systemu przesyłowego, a BALTPPOOL UAB stał się operatorem rynkowym oraz administratorem giełdy energii elektrycznej.

Rok 2010 był szczególnie dla litewskiego sektora energii elektrycznej. Od 1 stycznia przestała działać Ignalińska Elektrownia Atomowa, co kardynalnie zmieniło sytuację w całym sektorze. Litwa zmieniła się z eksporterem w importera energii elektrycznej. Jednocześnie wystartowała litewska giełda energii elektrycznej, co można uznać za rzeczywisty początek wolnego rynku w danym sektorze. Obecnie trwają intensywne prace nad połączeniem giełd krajów bałtyckich (Litwa, Łotwa, Estonia) na wzór modelu skandynawskiego. Plany połączenia rynków energii dotyczą nie tylko rozwiązań księgowych, ale dąży się również do fizycznego połączenia infrastruktury. Rząd litewski chce połączyć sieci energetyczne ze Szwecją, jak też Polską, do roku 2015. Połączenie z Polską jest nadzorowane przez Litpol Link, spółkę, w której 50% udziałów należy do polskiego operatora PSE Operator SA, pozostałe 50% do litewskiego operatora Litgrid AB. Budowany most energetyczny pozwoli na przesyłanie 500 MW mocy, a docelowo przepustowość ma wynieść 1000 MW.

Warto zwrócić uwagę, jak liberalizacja rynku wpłynęła na poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Tabela 1 ukazuje ewolucję cen w latach 2009–2011 dla przemysłu oraz gospodarstw domowych. Ceny energii elektrycznej zarówno w Polsce, jak i na Litwie są nieznacznie niższe od średniej w krajach UE.

Tabela 1. Zmiany cen energii elektrycznej w latach 2009–2011, EUR za 1 kWh

Państwo / ugrupowanie	Gospodarstwa domowe			Przemysł		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
UE (27)	0,163	0,167	0,178	0,107	0,105	0,110
Litwa	0,095	0,116	0,121	0,092	0,100	0,105
Polska	0,113	0,134	0,147	0,090	0,098	0,101

Źródło: Eurostat, [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Half-yearly_electricity_and_gas_prices_first_half_of_year_2009-2011_\(EUR_per_kWh\).png&filetimestamp=20120514103022](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Half-yearly_electricity_and_gas_prices_first_half_of_year_2009-2011_(EUR_per_kWh).png&filetimestamp=20120514103022) [dostęp: 20.10.12].

W Polsce ceny energii elektrycznej dla przemysłu przestały być regulowane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki od stycznia 2008 roku. Bezpośrednim efektem tej decyzji była podwyżka cen prądu elektrycznego. Sprzedawcy argumentowali to tym, że rynek odbiorców indywidualnych ciągle był regulowany, poza tym wzrosły koszty nośników energii. Wymieniano również rosnące zapotrzebowanie na kapitał inwestycyjny, co w wielu wypadkach było następstwem wybranej przez państwa członkowskie UE polityki klimatycznej, dotyczącej ochrony środowiska. Podwyżki cen prądu były rzędu 25–30%.

Litewski regulator, Państwowa Komisja ds. Kontroli i Energetyki (VKEKK, Valstybinė Kainų ir Energetikos Kontrolės Komisija), tylko od roku 2010 przestał ustalać ceny energii elektrycznej, po których operatorzy dystrybucyjni powinni sprzedawać energię dla odbiorców przemysłowych.

W obu badanych państwach ceny energii elektrycznej na rynku odbiorców indywidualnych ciągle są regulowane i nadal nie wiadomo, kiedy zapadnie decyzja o zmianie, chociaż najczęściej mówi się o roku 2013 lub 2014 w Polsce oraz 2015 na Litwie. Dana sytuacja odstrasza potencjalnych inwestorów. URE brak decyzji o uwolnieniu cen argumentuje troską o najuboższych odbiorców energii. Większość ekspertów na rynku jest pewna, że uwolnienie cen przyczyni się do ich podwyżek. Ministerstwo Gospodarki Polski proponuje, że najubożsi odbiorcy, którzy będą mieli prawo do zasiłku w oparciu o ustawę o pomocy społecznej, będą mogli mieć obniżone rachunki aż o 30%.

3. Ochrona środowiska naturalnego – implikacje dla polskiego i litewskiego sektora energii elektrycznej

Zobowiązania, jakie przyjęły na siebie państwa członkowskie w kwestii ochrony środowiska naturalnego oraz walki z globalnym ociepleniem, niosą za sobą bardzo poważne implikacje dla przyszłości całego sektora energetycznego UE. Można nawet pokusić się o stwierdzenie, że wybór określonej polityki środowiskowej wywiera większy wpływ niż realizacja planów liberalizacji sektora, który, przynajmniej w początkowej fazie, polega wyłącznie na dostosowaniu się prawnym. Wypełnienie obowiązków wynikających z umów dotyczących ochrony środowiska wiąże się z wyborem przez państwo i biznes dalszej drogi rozwoju całego systemu energetycznego. Jest to szczególnie ważne dla Polski i Litwy, których systemy energetyczne są, w porównaniu do większości krajów UE, dość specyficzne oraz przestarzałe.

Polska energetyka od lat opiera się na węglu. 70% energii elektrycznej jest wytwarzanych w elektrowniach, które działają na bazie węgla. To jest zrozumiałe, ponieważ Polska posiada ogromne złoża danego surowca. Dla porównania udział

węgla w produkcji energii elektrycznej w krajach Europy Zachodniej wynosi tylko około 20% [Pilawka, 2010]. Skutki decyzji UE o znacznej redukcji emisji CO₂ będą w dużym stopniu dotyczyć sektora wytwarzania energii elektrycznej, przede wszystkim tego związanego z energetyką węglową, ponieważ:

- w krajach UE 24% całkowitej emisji CO₂ przypada na energetykę węglową;
- wysoki stopień koncentracji sektora energii elektrycznej umożliwi względnie łatwą kontrolę;
- zakłada się, że istnieją alternatywne, mniej szkodliwe dla środowiska sposoby wytwarzania energii elektrycznej [Szablewski, 2010].

Infrastruktura energetyczna, pozostała po okresie przed transformacją, jest w dużym stopniu przestarzała. Z racji ograniczonych możliwości inwestycyjnych Polska oraz Litwa stoją przed wyborem konkretnych rozwiązań technologicznych, które na dodatek powinny być zgodne z polityką ochrony środowiska UE.

W literaturze [Szablewski, 2010] przyjmuje się, że kraje członkowskie, chcąc podołać zobowiązaniom redukcji szkodliwych emisji, stoją przed wyborem inwestycji w następujące obszary energetyczne:

- energetykę jądrową;
- odnawialne źródła energii (OZE);
- modernizację energetyki węglowej (przede wszystkim technologie czystego węgla CCS – Carbon Capture and Storage);
- wzrost efektywności energetycznej (rozumianej przede wszystkim jako racjonalne użytkowanie energii oraz zmniejszenie strat przesyłowych).

3.1. Subsektor energetyki jądrowej

Można przyjąć, że Polska oficjalnie zdecydowała się na rozwój energetyki jądrowej w roku 2005, kiedy Rada Ministrów uchwaliła Politykę Energetyczną Polski do 2025 roku, gdzie stwierdzono, że „wprowadzenie energetyki jądrowej jest celowe ze względu na potrzebę dywersyfikacji nośników energii pierwotnej oraz konieczność ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (...)” [Zespół do spraw polityki energetycznej, 2005, s. 53]. Głównym inwestorem projektu została wybrana Polska Grupa Energetyczna SA.

Najważniejszym pytaniem, jakie powinni zadać decydenci polityczni przed decyzją o inwestycji w energetykę jądrową, jest pytanie o ekonomiczną opłacalność inwestycji. Zdania ekspertów na temat tego, które rozwiązanie pozwoli produkować najtańszą energię elektryczną, są podzielone, ponieważ analiza kosztów produkcji oraz prognozowanie cen w energetyce jest skomplikowane i w dużej części zależy również od decyzji politycznych. Pod uwagę trzeba brać prognozy dotyczące rynku handlu emisjami gazów cieplarnianych. Jeśli tona emisji CO₂ do roku 2030 będzie wynosiła przynajmniej 30 euro, to energia elektryczna wyprodukowana w elektrowniach atomowych byłaby najtańszym rozwiązaniem. Zda-

niem prof. Waldemara Kamrata w krajach UE, gdzie udział OZE jest największy, to cena energii jest 2–3 razy wyższa od cen energii w krajach z dużym udziałem energetyki jądrowej (np. Francja), [Konferencja Ministerstwa Gospodarki, 2012].

W celu przyśpieszenia procesu budowy systemu energetyki jądrowej polskie prawo atomowe zostało dostosowane w ten sposób, żeby uprościć zasady realizacji inwestycji. W roku 2010 przygotowano projekt Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), w którym omawia się funkcje inwestora. Inwestor będzie odpowiedzialny za wybór konkretnej technologii jądrowej, wybór lokalizacji, wybór modelu finansowania i partnerów potrzebnych do realizacji inwestycji. PPEJ omawia wszystkie kolejne etapy rozwoju energetyki jądrowej do roku 2020, w perspektywie do 2030. Przewiduje się, że zostanie przedłożony rządowi RP do akceptacji w styczniu 2013 roku.

Na Litwie energetyka jądrowa istnieje od początku lat siedemdziesiątych XX wieku (początek budowy elektrowni jądrowej w Wisagini), dlatego system prawny jest już odpowiednio przystosowany. Litwa w roku 2010 wycofała z eksploatacji Ignalińską Elektrownię Atomową, jednak niedługo po tym podjęła decyzję o budowie nowej. Na głównego inwestora strategicznego w wyniku konkursu został wybrany japoński koncern – Hitachi. Wspólnie z Litwą w budowie ma uczestniczyć również Łotwa i Estonia. Początkowo Polska także była zainteresowana partnerstwem, jednak zrezygnowała w wyniku rozbieżności planów co do udziału poszczególnych państw w projekcie. Koszty budowy szacuje się na 4,6 mld do 5,2 mld EUR. Sejm Litewski, mimo rozpoczęcia procesu budowy systemu energetyki jądrowej, niespodziewanie dla przemysłu ogłosił referendum o charakterze konsultacyjnym, które miało rozstrzygnąć, czy społeczeństwo litewskie popiera plany budowy elektrowni. Wyniki referendum, które odbyło się w październiku 2012 roku, równocześnie z wyborami parlamentarnymi, były następujące: 62% uczestniczących opowiedziało się przeciwko, 34% zaś poparło rządowe plany. Nie wiadomo do końca, w jaki sposób referendum wpłynie na decyzje nowo wybranych władz.

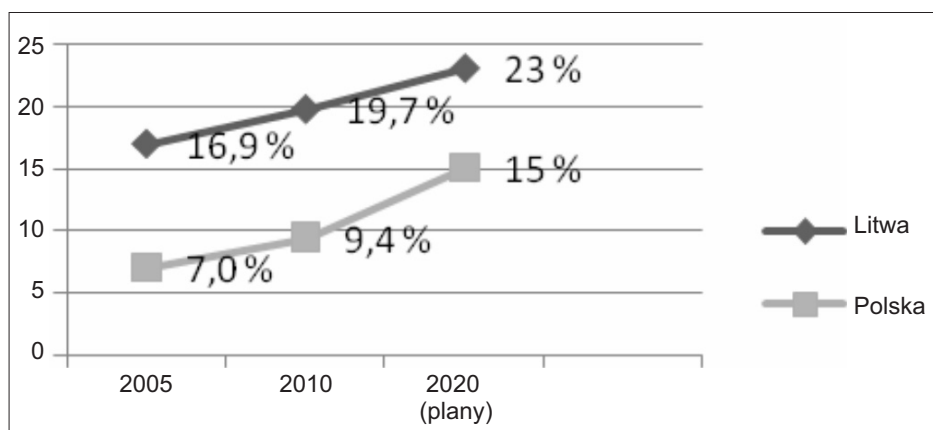
W październiku 2012 roku Litwa zakończyła budowę nowego bloku kombinowanego cyklu (KCB) w Elektrowni w Elektrenai. Projekt był realizowany od 2009 roku, inwestycje zaś wyniosły 1,3 mld LTL (ok. 400 mln EUR) za moc 455 MW, co było nieznacznie droższe niż zakładano początkowo. Blok działający w oparciu o gaz został wybudowany zgodnie z planem. Będzie używany w czasie letnim (gdy nie będą czynne jednostki kogeneracyjne) oraz w okresach, gdy będzie potrzebna większa moc. Według słów ówczesnego premiera Litwy, Andriusa Kubiliusa, ukończenie danej, względnie dużej dla kraju inwestycji, to kolejne potwierdzenie tego, że Litwa jest w stanie samodzielnie realizować duże projekty inwestycyjne w energetyce [Fuks, 2012].

W roku 2011 Litwa importowała ponad 62,1% energii elektrycznej, co nie licząc niedużego Luksemburga, czyni ją państwem najbardziej zależnym od zagranicznych dostaw w całej UE. Na drugim miejscu wśród państw członkowskich wg udziału importowanej energii w całkowitym użyciu jest Grecja (32,5%), a na trzecim miejscu Łotwa (23,5%). Spośród najbardziej rozwiniętych gospodarek, które dużo importują energii elektrycznej, można wyróżnić Finlandię (ok. 15%). Co ciekawe, obecnie Finlandia aktywnie rozwija własny system energetyki jądrowej.

3.2. Subsektor odnawialnych źródeł energii

Polskie prawo definiuje odnawialne źródła energii (OZE) jako „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 składownych szczątków roślinnych i zwierzęcych” [Prawo energetyczne, 2012].

Polska zobowiązała się zwiększyć udział OZE w produkcji energii elektrycznej do 15% w roku 2020. W przeciwnym razie Polska będzie zmuszona korzystać z „zielonych certyfikatów”, które można będzie wykupywać od państw, mających nadwyżkę w produkcji „zielonej” energii. Litwa zobowiązała się zwiększyć udział OZE do 23% w roku 2020. Wykres 1 ilustruje, że zobowiązania obu państw są porównywalne, jeśli wziąć pod uwagę początkowe różnice w udziale OZE w produkcji energii elektrycznej w badanych państwach podczas negocjacji w Brukseli.



Wykres 1. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w wybranych latach (w %)

Źródło: Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc110> [dostęp: 20.10.12].

W Polsce najwięcej energii „zielonej” wytwarzają elektrownie konwencjonalne, spalające biomasę, oraz elektrownie wodne. Ogółem ich udział w polskich OZE wynosi około 75%.

W krajach UE od roku 2008 najwięcej inwestycji w OZE dotyczyło budowy nowych elektrowni wiatrowych. W Polsce również nastąpił gwałtowny wzrost inwestycji w elektrownie wiatrowe. Od roku 2007 do roku 2011 w Polsce moc elektrowni wiatrowych wzrosła aż o 829% (z 127 MW do 1180 MW).

Niejasność w ustawodawstwie niesprzyjająco wpływa na inwestycje w OZE. Różne względem siebie projekty ustawy o OZE przyczyniły się do tego, że w III kwartale 2012 roku znacząco spadła ilość uruchamianych elektrowni na odnawialne źródła energii (I kwartał 436 MW, II kwartał 282 MW, podczas gdy III kwartał już tylko 183 MW), [wnp.pl, 2012].

Na Litwie z kolei w ostatnich kilku latach dał się zaobserwować „boom” na rynku elektrowni działających w oparciu o energię słoneczną. Tylko we wrześniu i październiku 2012 roku wydano ponad 1100 zezwoleń na budowę tego typu elektrowni (5000 kolejnych wniosków czeka na rozpatrzenie), [delfi.lt, 2012]. Publicyści zdążyli już to określić „bańką elektrowni słonecznych”. Główną przyczyną dużej popularności elektrowni słonecznych jest to, że na Litwie ustalono jedną z największych w UE taryf skupu energii elektrycznej, wytworzonej w elektrowniach słonecznych.

Litewska Państwowa Komisja Kontroli Cen i Energetyki zatwierdziła w roku 2012 dla elektrowni do 30 kW następujące taryfy skupu za 1 kWh – 1,44 LTL dla elektrowni niezintegrowanych z budynkiem o przeznaczeniu mieszkalnym (w roku 2011 1,63 LTL) oraz aż 1,66–1,8 LTL dla elektrowni zintegrowanych. Na rynku litewskim ceny za 1 kWh obecnie wynoszą 0,15 LTL, czyli państwowe dotacje wynoszą aż 1,29 LTL za 1 kWh. Co ciekawe, istnieją obliczenia, że przy takich kosztach 1 kWh słonecznej energii jest równy 6 kWh energii wiatru, co pokazuje, jak niedoskonały jest mechanizm interwencji państwa w rynek energii elektrycznej [Verseckaitė, 2012].

Koszt średniej elektrowni słonecznej na Litwie wynosi do 200 tys. LTL (ok. 60 tys. EUR). Polityczni decydenci zakładali, że inwestycje powinny być zwrócić się w ciągu około 12 lat. Przy obecnych taryfach skupu jest to możliwe w ciągu 5–6 lat, co czyni tego typu inwestycje szczególnie atrakcyjnymi. Prywatne banki zaczęły proponować bardzo korzystne rozwiązania finansujące budowę niedużych elektrowni słonecznych. Zdaniem ówczesnego wiceministra Kęstutisa Tīlėnasa ceny skupu są co najmniej dwukrotnie zawyżone [Černiauskas, 2012].

Teoretycznie nieduża elektrownia domowa (10 kW) na swoje potrzeby może zużyć do 30% wytworzonej energii elektrycznej. Według litewskiego prawa pozostała część powinna być skupiona przez sieci dystrybucyjne, na których ciąży też obowiązek przyłączenia takich elektrowni do sieci, ponieważ inaczej nie da się

fizycznie zrealizować wymiany. Właściciele elektrowni skarżą się, że procedura podłączania jest zbyt długa, mimo że zostały uproszczone przepisy podłączenia dla jednostek o mocy poniżej 30 kW [Verseckaitė, 2012].

W odróżnieniu od Litwy w Europie można zauważyć tendencję, że dofinansowanie energii słonecznej systematycznie spada. Przykładowo w Szwecji ustalono, że wszystkie elektrownie słoneczne, które zostały wybudowane do 1 maja 2012 roku, będą subsydiowane tylko do końca tego roku, pozostałe najwyżej 15 kolejnych lat.

Zazwyczaj o trudnościach w oszacowaniu realnych kosztów inwestycji w energetyce mówi się w aspekcie rozwoju energetyki jądrowej, jednakże, jak pokazuje doświadczenie Niemiec, szacunki dotyczące OZE mogą być mylne. Jak podaje Daniel Wenzel w swym artykule *Rażące błędy w prognozach kosztów prądu z OZE* w niemieckim dzienniku „Die Welt”, prawie wszystkie prognozy dotyczące kosztów energii wiatru i słońca okazały się błędne. W 2009 roku niemieckie Stowarzyszenie Energetyki Odnawialnej (BEE) prognozowało, że państwowe subsydia w OZE wyniosą 5,6 mld EUR; w rzeczywistości kwota będzie czterokrotnie wyższa. Prognozy mówiły o subsydiach państwowych w wysokości 36 EUR za MWh, obecnie zaś szacuje się, że wyniosą do 53 EUR za MWh, co stanowi ponad 20 mld EUR w roku 2013 [Ciepiela, 2012b].

3.3. Subsektor energetyki węglowej

Według prognoz Dyirekcji Generalnej ds. Transportu i Energii Unii Europejskiej zużycie węgla kamiennego w UE do 2030 roku może wzrosnąć z 30% do 66%. Biorąc pod uwagę, że wydobycie węgla z różnych przyczyn, czy to politycznych, czy też technologicznych, konsekwentnie spada w Europie, sytuacja ta staje się eksportową szansą dla Polski [Pilawka, 2010]. Jest to jeden z argumentów dla Polski, żeby rozwijać i inwestować w energetykę konwencjonalną.

Litwa z racji nieposiadania zasobów węgla na własnym terytorium nie rozpatruje inwestycji w elektrownie czystego węgla. Polska natomiast jest zainteresowana technologiami, które pozwoliłyby zredukować szkodliwe dla środowiska emisje bez likwidacji większej części swego sektora energetycznego.

Technologia Carbon Capture and Storage (CCS) zakłada wychwytywanie (tzw. sekwestrację), transport oraz magazynowanie około 90% dwutlenku węgla. Dwa pierwsze etapy technologii są dobrze opracowane i nie budzą większych kontrowersji w świecie nauki i przemysłu. Największy problem technologii CCS polega na magazynowaniu oddzielonych gazów. CO₂ może być magazynowany na dnie oceanu lub w ziemi (przynajmniej 1 km pod ziemią). Istnieją obawy co do szczelności takich magazynów. Problemy mogą się pojawić, przykładowo, podczas trzęsień ziemi, gdy gaz może wydobyć się na powierzchnię i nie ulotnić się od

razu (jest cięższy od powietrza), tylko osiąść na powierzchni ziemi, stwarzając śmiertelne niebezpieczeństwo dla ludności w pobliżu takiego miejsca.

Istnieją 3 konkurencyjne metody budowy systemów CCS. Tylko jedna z nich może być użyta w modernizacji starych elektrowni (Nowgen), inne są możliwe tylko podczas budowy całkowicie nowych instalacji (Futuregen). KE przeznaczyła na programy pilotażowe CCS 10 mld euro. Rząd polski w danej chwili zgłosił dwa projekty związane z wdrożeniem programów, pierwszy dla Zakładów Azotowych Kędzierzyn (wraz z Południowym Koncernem Energetycznym) oraz drugi dla PGE Elektrowni Bełchatów [Pilawka, 2010].

Ekonomiczna opłacalność stosowania CSS jest wątpliwa i, jak wskazuje prof. Szablewski, obecnie nie mogłaby się obejść bez udziału publicznych środków finansowych. Rząd amerykański wycofał się z pierwszego, realizowanego w USA projektu, ponieważ koszty budowy elektrowni z instalacją CSS wyniosły ponad 1,8 mld dolarów [Szablewski, 2010].

3.4. Wzrost efektywności energetycznej

Najtańszym rozwiązaniem, zmniejszającym emisje szkodliwych gazów, jest po prostu zwiększenie efektywności energetycznej. Potwierdzają to słowa byłego Ministra Gospodarki Waldemara Pawlaka: „Warto zatem inwestować w nowoczesne technologie, takie jak m.in. inteligentne sieci czy kogeneracja, które przyczyniają się do poprawy całego łańcucha energetycznego i jednocześnie przynoszą wymierne korzyści dla gospodarki”; padły one podczas spotkania z ministrem środowiska, ochrony przyrody i bezpieczeństwa jądowego Niemiec Peterem Altmaierem we wrześniu 2012 roku w Berlinie [mg.gov.pl, 2012].

Rząd RP przez ustawodawstwo próbuje edukować społeczeństwo. Polskie Ministerstwo Gospodarki przygotowało, warto zaznaczyć, że z opóźnieniem co do zaleceń UE, projekt ustawy o obowiązkach w zakresie informowania o zużyciu energii przez produkty wykorzystujące energię. Ustawa powstała w ramach dostosowania się do dyrektywy 2010/30/UE z dnia 19 maja 2010 roku, która mówi o stworzeniu informujących etykiet na przedmioty elektryczne, sprzedawane dla odbiorców końcowych. Etykiety mają informować o zużyciu energii przez produkt, umożliwiając tym samym użytkownikom końcowym wybór bardziej efektywnych i najmniej energochłonnych produktów.

W przyjętej przez rząd litewski w czerwcu 2012 roku Narodowej Strategii Niezależności Energetycznej Litwy zakłada się, że do 2020 roku Litwa co roku będzie zwiększyła efektywność końcowego zużycia energii elektrycznej o 1,5%. Największy potencjał rozwoju efektywności Rząd RL widzi w modernizacji budynków mieszkalnych (zwiększanie efektywności cieplnej), transporcie oraz przemyśle. Gdyby Litwa zdołała osiągnąć zakładane cele, to w ten sposób udałoby się zaoszczędzić

czędzić aż 17% całej zużytej energii w roku 2009 [Lietuvos Respublikos Energetikos Ministeria, s. 52].

Podsumowanie

Nasilająca się globalna rywalizacja regionów i gospodarek krajowych stawia Unię Europejską w trudnej sytuacji. Niepowodzenie Strategii Lizbońskiej sugeruje, że Europa powinna wybrać inne sposoby realizacji swych założeń dotyczących zostania najbardziej dynamicznie rozwijającym się regionem gospodarczym na świecie. Liberalizacja w sektorze elektroenergetycznym jest dobrym krokiem w kierunku zwiększenia konkurencyjności UE. Cele związane z walką z globalnym ociepleniem mogą jednak stać się bardzo kosztowne dla całych gospodarek, co widać na przykładzie Polski i Litwy, przez to zmniejszając ich atrakcyjność dla inwestorów. Kraje członkowskie, w tym kraje badane w niniejszym artykule, mogą wybrać następujące scenariusze rozwoju [Prandeki, 2010, s. 60] własnych systemów energetycznych:

- kontynuację, czyli postawić na rozwój dotychczasowych technologii;
- ewolucję, czyli rozwój tradycyjnych technologii wraz ze stopniowym ich zastępowaniem przez technologie nowe (np. OZE);
- rewolucję, czyli zastąpienie starych technologii przez całkowicie nowe.

Jak pokazuje rzeczywistość, Polska oraz Litwa najprawdopodobniej będą rozwijać własne systemy energetyczne w sposób ewolucyjny. Pierwszy scenariusz nie jest możliwy, ponieważ stoi w sprzeczności z polityką energetyczną UE, trzeci zaś jest zbyt kosztowny oraz niemożliwy do realizacji ze względów finansowych. Polska nie może szybko zrezygnować z energetyki węglowej, a Litwa, mimo że zrezygnowała z własnej energetyki jądrowej, próbuje do niej wrócić. Warto zaznaczyć, że istnieje też szansa, iż sektor elektroenergetyczny może się kardynalnie zmienić pod wpływem potencjalnego konfliktu zbrojnego, wywołanego rywalizacją o surowce energetyczne oraz gwałtownymi zmianami klimatycznymi.

Wszystko wskazuje na to, że liberalizacja w sektorze elektroenergetycznym nieznacznie sprawniej przebiega na Litwie niż w Polsce, o czym świadczy chociażby fakt, iż KE pozwało właśnie Polskę (oraz Słowenię) o niedopełnienie zobowiązań dotyczących liberalizacji rynku.

Węgiel, jako surowiec energetyczny, nadal pozostanie podstawą polskiego systemu energetycznego, wzrośnie jednakże w najbliższym czasie udział OZE, gazu ziemnego oraz energetyki jądrowej.

Sytuacja litewskiej energetyki jądrowej w dużym stopniu zależy od decyzji dotyczącej budowy elektrowni atomowej. Litewska Narodowa Strategia Nie-

zależności Energetycznej za główny cel stawia uzyskanie energetycznej niezależności od krajów byłego Związku Radzieckiego przez m.in. liberalizację rynku oraz dywersyfikację dostaw energii. Budowa elektrowni atomowej oraz inwestycje w OZE powinny umożliwić osiągnięcie zakładanych celów.

Sektor elektroenergetyczny jest dla decydentów politycznych szczególnie kuszący w aspekcie wdrażania rozwiązań proekologicznych z powodu swej wysokiej koncentracji, a co za tym idzie, łatwości monitorowania i kontroli. Na pewno trudno jest jednak znaleźć kompromis między regułami wolnego rynku a narzuceniem rozwiązań dotyczących ochrony środowiska.

Odpowiedni wybór oraz konsekwentna realizacja inwestycji OZE w energię jądrową oraz węglową pomoże Polsce i Litwie z powodzeniem konkurować z innymi europejskimi krajami. W lutym 2011 roku szefowie rządów i państw UE zadeklarowali, że budowa wewnętrznego rynku energii UE powinna zostać ukończona do 2014 roku. Wydaje się, że te plany z dużym prawdopodobieństwem mogą zostać zrealizowane.

Bibliografia

- Černiauskas Š., 2012, *Energetikos viceministras apie saulės elektrines: supirkimo tarifai – per dideli*, <http://verslas.delfi.lt/energetics/energetikos-viceministras-apie-saules-elektrines-supirkimo-tarifai-per-dideli.d?id=59834017> [dostęp: 24.10.2012].
- Ciepiela D., 2012, *KE pozywa Polskę za opóźnienia w rozwoju rynku energii*, http://energetyka.wnp.pl/ke-pozywa-polske-za-opoznienia-w-rozwoju-rynku-energii,181975_1_0_1.html [dostęp: 24.10.2012].
- Ciepiela D., 2012, *Szok w Niemczech w związku z kosztami zielonej energii*, http://energetyka.wnp.pl/szok-w-niemczech-w-zwiazku-z-kosztami-zielonej-energii,182208_1_0_0.html [dostęp: 26.10.2012].
- Delfi.lt, 2012, *Sprogdins saulės jėgainių burbulis*, <http://verslas.delfi.lt/energetics/sprogdins-saules-jegainiu-burbula.d?id=59831519> [dostęp: 24.10.2012].
- Departament Analiz i Strategii Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, 2009, *5 lat Polski w Unii Europejskiej*, Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, Warszawa.
- Dyrekcja Generalna ds. Działań w Dziedzinie Klimatu, Komisja Europejska, 2012, *Zmiana klimatu*, <http://bookshop.europa.eu/pl/zmiana-klimatu-pbML3112745/> [dostęp: 20.10.12].
- „Dziennik Gazeta Prawna”, 2012, *Wywiad z Markiem Woszczykiem*, 1.08.2012, http://www.ure.gov.pl/portal/pl/571/4708/Nadchodzi_czas_na_inteligentna_siec_energetyczna.html [dostęp: 20.10.12].
- Eurostat, 2009, *Panorama of energy. Energy statistics to support EU policies and solutions*, Luksemburg.
- Fuks E., 2012, *Atidarytas 1,3 mlrd. litų kainavęs Lietuvos elektrinės blokas*, <http://verslas.delfi.lt/energetics/atidarytas-13-mlrd-litu-kainaves-lietuvos-elektrines-blokas.d?id=59822891> [dostęp: 24.10.2012].
- Janikowski J., Tokarski S., 2004, *Wymagania dla wytwórców energii elektrycznej wynikające z akcesji Polski do Unii Europejskiej*, Energetyka, nr 11.

- Komisja Europejska, 1995, *An Energy Policy for the European Union*, COM(95) 682 <http://aei.pitt.edu/1129/> [dostęp: 21.10.12].
- Komisja Europejska, 1995, *For a European Union Energy Policy*, COM (94) 659 <http://aei.pitt.edu/1185/> [dostęp: 21.10.12].
- Komisja Europejska, 1988, *Internal Energy Market*, COM (88) 238, <http://aei.pitt.edu/4037/> [dostęp: 21.10.12].
- Komisja Europejska, 2010, *Europa 2020 – A European strategy for smart, sustainable and inclusive growth*, http://ec.europa.eu/commission_2010-2014/president/news/documents/pdf/20100303_1_en.pdf [dostęp: 20.10.12].
- Konferencja Ministerstwa Gospodarki, 2012, *Optymalny mix energetyczny dla Polski: Czy potrzebna jest w nim energetyka jądrowa?*, <http://www.mg.gov.pl/node/16445> [dostęp: 24.10.2012].
- Lietuvos Respublikos Energetikos Ministerija, 2012, *Nacionalinė energetinės nepriklausomybės strategija*, Wilno.
- Mg.gov.pl, 2012, *Wicepremier Pawlak o kierunkach unijnej polityki energetycznej*, <http://www.mg.gov.pl/node/16791> [dostęp: 24.10.2012].
- Nehrebecki A. J., 2008, *Wspólna polityka energetyczna Unii Europejskiej*, Uniwersytet Warszawski, Warszawa.
- Pfaffenberger W., 2009, *Quo Vadis, Europe? – Regulation of the Electricity Supply Industry in Europe*, *Optimum. Studia ekonomiczne*, nr 3 (43).
- Pilawka T., 2010, *Wspólna polityka energetyczna Unii Europejskiej – priorytety dla Polski*, Instytucje Międzynarodowe.
- Prandecki K., 2010, *Bezpieczeństwo energetyczne Europy do 2050 roku*, *Przyszłość. Świat–Europa–Polska*, nr 2/22.
- Prawo energetyczne, ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r., 2012, http://www.ure.gov.pl/portal/pl/25/17/Ustawa_z_dnia_10_kwietnia_1997_r__Prawo_energetyczne.html [dostęp: 24.10.2012].
- Szablewski A.T., 2010, *Implementacja CCS w elektroenergetyce: katalog problemów*, [w:] M.G. Woźniak (red.), *Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy. Spójność społeczno-ekonomiczna a modernizacja gospodarki*, z. 17.
- Verseckaitė R., 2012, *Ar godumas nepražudys saulės energetikos*, *Valstybė*, nr 9 (65).
- Wnp.pl, 2012, *Zielona energetyka hamuje*, http://energetyka.wnp.pl/zielona-energetyka-hamuje,182191_1_0_0.html [dostęp: 24.10.2012].
- Zespół do spraw polityki energetycznej, Ministerstwo Gospodarki i Pracy, 2005, *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*, <http://www.wmae.pl/userfiles/file/Do%20pobrania/polityka%20energetyczna%20polski%20do%202025r.pdf> [dostęp: 24.10.2012].