

*Ksymena Rosiek*

**Katedra Polityki Przemysłowej i Ekologicznej**

# Kształtowanie rynku energii w Polsce

## 1. Wprowadzenie

Energetyka jest głównym czynnikiem rozwoju gospodarki, decydującym o jakości życia. W krajach Unii Europejskiej przyjęto zasadę odchodzenia od monopoli państwowych także w energetyce, zakładając, że wprowadzenie zasad konkurencji na skalę międzynarodową spowoduje obniżenie cen energii. Jednocześnie nałożono ostre kryteria ekologiczne dla energetyki zawodowej. Integracja z Unią Europejską (UE) wymaga zidentyfikowania i przezwyciężenia barier w zakresie technologii, organizacji, ekonomiki i uregulowań prawnych. Działania te prowadzone są od wielu lat w Polsce, ale pozostało do rozwiązania kilka ważnych zagadnień.

Celem artykułu jest przedstawienie dotychczasowych osiągnięć w dostosowaniu do wymogów UE w zakresie liberalizacji rynku energii w Polsce. Krótko scharakteryzowano najważniejsze wymagania Wspólnoty w tej dziedzinie, zakres prac dostosowawczych zrealizowanych już w Polsce oraz bariery, jakie zostały jeszcze do pokonania. Przeprowadzone dotychczas procesy zbliżyły Polskę pod względem technicznym do standardów obowiązujących w UE. Niespełnione są jednak jeszcze niektóre wymagania organizacyjne, w tym przede wszystkim problem kontraktów długoterminowych (KDT). Treści zawarte w artykule odnoszą się do stanu na I kwartał 2003 r.

Polska po przystąpieniu do UE jest jednym z uczestników rynku energii. Oznacza to, że odbiorca energii może zakupić tańszą energię pochodzącą z innego kraju.

## 2. Liberalizacja rynku energii w Unii Europejskiej

Najważniejsza dla rynku energii jest przyjęta 19 XII 1996 r. dyrektywa 96/92/EC dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W połączeniu z dyrektywami dotyczącymi przejrzystości cen energii i gazu oraz transeuro-

pejskich sieci przesyłowych tworzy podstawę liberalizacji rynku energii w Europie. Zobowiązuje ona państwa UE do takich uregulowań, jak<sup>1</sup>:

- zapewnienie uprawnionym członkom systemu dostępu do usług przesyłowych (TPA – Third Party Access, która ma zapewnić swobodny dostęp każdego z uczestników do sieci przesyłowej),
- wyznaczenie niezależnych operatorów systemów przesyłowych (TSA – Transmission System Operator, OSP – operator systemu dystrybucji),
- zapewnienie przejrzystych i niedyskryminacyjnych sposobów rozliczeń transakcji rynkowych.

Tabela 1. Charakterystyka rozwoju rynków energii w krajach Unii Europejskiej

Kraj	Deklaracja otwarcia (w %)	Data pełnego otwarcia	Stan na 2001 r. (w %)	Przeszkody w rozwoju konkurencji
Belgia	35	2001	35	D, B, R, X
Dania	90	2003	90	D, X
Niemcy	100	1999	100	U, R, X, T
Grecja	30	–	30	–
Hiszpania	45	2003	54	D, X, R
Francja	30	–	30	D, B, U, X, R
Irlandia	30	2005	30	D, B, U, X
Włochy	45	–	35	D, B, X
Holandia	33	2003	33	X, D
Austria	100	2001	32	X
Portugalia	30	–	30	D, X
Finlandia	100	1997	100	U
Szwecja	100	1998	100	D, B
Wielka Brytania	100	1998	100	D, U, X

R – niewystarczający zakres władzy regulatora lub długotrwałe postępowanie regulacyjne; U – niewystarczające rozdzielenie działalności; T – wysokie taryfy sieciowe; B – zasady i wymagania bilansowania; D – nadmierna siła rynkowa; X – problemy w wymianie transgranicznej

Źródło: M. Zerka, *Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce*, s. 29; R. Gilecki, *Liberalizacja rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej*, Agencja Rynku Energii SA, grudzień 2002, www.cire.pl

Proces wdrażania rozwiązań zgodnych z zaleceniami UE rozpoczął się już w 1997 r. Do rozstrzygnięcia pozostaje problem kontraktów długoterminowych (KDT). Obejmują one 2/3 wytwarzanej w Polsce energii, a termin niektórych wygasa dopiero w latach 2010–2015. Problem musi zostać rozwiązany, gdyż blokuje możliwość wprowadzenia konkurencyjnego rynku energii i prywatyzację. Powodu-

<sup>1</sup> R. Gilecki, *Liberalizacja rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej*, maszynopis poświadczony, Agencja Rynku Energii SA, grudzień 2002, www.cire.pl.

je to utrzymywanie określonych cen za energię i poziomów zbytu. Utrudnia ponadto prywatyzację sektora, gdyż każdy inwestor jest zainteresowany zakupem elektrowni, która ma zagwarantowany określony poziom zbytu na tak długi okres. Nie musiałby wówczas inwestować w celu obniżenia kosztów produkcji energii, a prywatyzacja ma być m.in. sposobem na unowocześnienie polskiej energetyki zgodnie z najwyższymi standardami.

Problemy związane z liberalizacją rynku energii występują we wszystkich krajach, zarówno tych, które otworzyły swoje rynki całkowicie, jak i tych, które są w trakcie transformacji (tabela 1). Charakterystyczne jest to, że 7 krajów Unii Europejskiej wybrało szybsze otwarcie rynków niż wskazywały wymagania zawarte w dyrektywie, a tylko 4 kraje (Francja, Grecja, Irlandia, Portugalia) znajdują się na poziomie minimalnych wymagań.

Jednak nawet pełne formalne otwarcie rynków nie oznacza wolnej konkurencji odczuwalnej przez konsumentów finalnych. Z powodów ograniczeń technicznych oraz obawy przed ponoszeniem ryzyka (zwłaszcza przez małych odbiorców) udział sprzedaży na rynkach konkurencyjnych nie przekracza w rzeczywistości 10%. Spowodowało to jednak spadek cen dla dużych odbiorców do poziomu ok. 70%<sup>2</sup>.

### **3. Dostosowanie polskiego rynku energii do wymogów Unii Europejskiej**

W Polsce zasadnicze zmiany organizacyjno-własnościowe dokonane zostały w sektorze energetycznym w latach 1992–1993. Było to zapoczątkowanie procesu prywatyzacji tego sektora. Dostępnym zakończono proces przekształcenia elektrowni w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa. Przekształceniom uległy także wszystkie zakłady energetyczne w podsektorze dystrybucji energii. Powyższe działania zapewniły warunki łatwiejszej restrukturyzacji wewnętrznej, stworzyły możliwość poprawy efektywności zarządzania i dostosowania się do rynku. Jednak prywatyzacja dokonuje się powoli, przede wszystkim dlatego, że nie ma jednej, przejrzystej wizji sektora, a propozycje dotyczące jego restrukturyzacji ulegają ciągłym zmianom.

Pierwsze znaczące zmiany w polskim ustawodawstwie zostały przyjęte przez Sejm w 1997 r. – ustawa Prawo energetyczne, a nowelizowane – w latach 2000 i 2002 w celu umożliwienia wprowadzania rynków energii<sup>3</sup>. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne funkcje regulujące, kontrolujące, a także w pewnym stopniu reglamentacyjne spełnia Urząd Regulacji Energetyki (URE) – głównie przez stosowanie koncesjonowania działalności podmiotów uczestniczących w rynku energii, zatwierdzanie taryf za energię i jej przesył.

<sup>2</sup> R. Gilecki, *op. cit.*, [www.cire.pl](http://www.cire.pl).

<sup>3</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. 1997, nr 54, poz. 348 z późn. zm.; Ustawa z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne, Dz.U. 2002, nr 135, poz. 1444.

Warto podkreślić, że od 1995 r. następuje integracja techniczna i organizacyjna krajowego podsektora energii elektrycznej (Polski System Elektroenergetyczny PSE) z europejskim systemem elektroenergetycznym (UCPTE, później UCTE) poprzez osiągnięcie europejskich standardów jakościowych. Polsce udało się w znacznym stopniu sprostać wysokim wymaganiom w tym zakresie, czego efektem jest powierzenie naszemu krajowi prowadzenia regionalnego – obejmującego Polskę, Czechy, Słowację i Węgry – centrum rozliczeniowo-regulacyjnego (UCTE – Energy Accounting and Control Center). Podstawowym zadaniem dalszych reform jest stworzenie warunków do rynkowego kształtowania cen energii, przy założeniu możliwości wyboru dostawcy przez odbiorcę końcowego oraz dostaw energii z innego kraju.

Rynek energii elektrycznej jest specyficzny ze względu na towar, jakim się na nim handluje. Uczestnikami tego rynku są wytwórcy energii (elektrownie), podmioty eksploatujące sieć przesyłową (220 kV i 400 kV) i rozdzielczą (110 kV i niższą) oraz zajmujące się handlem energią. Popyt na energię musi być natychmiast zrównoważony przez podaż, gdyż nie ma możliwości jej magazynowania, a zwiększenie popytu jest każdorazowo związane ze zwiększeniem produkcji. Ponadto zapotrzebowanie na energię jest bardzo zmienne, zarówno w cyklu rocznym, jak i dobowym. Uregulowania tego rynku muszą być precyzyjne, gdyż specyfika przesyłu powoduje, że nie można określić, od którego producenta energia trafia do konkretnego odbiorcy, a za usługę przesyłu również trzeba zapłacić. Teoretycznie stosunkowo najłatwiej jest wprowadzić handel „produktem-energią”, odbiorca kupuje u najtańszego producenta. Zapewnić należy jednak jeszcze przesłanie energii w warunkach, gdzie sieci przesyłowe tworzą naturalny monopol.

Warunki wolnego rynku będą wprowadzone, kiedy każdy uczestnik rynku będzie mógł na równych prawach korzystać z dostępu do sieci elektroenergetycznej. Określa go tzw. zasada dostępu stron trzecich do sieci (TPA). Wdrożenie tej zasady jest kosztowne i odbywa się etapami, począwszy od odbiorców o największym rocznym odbiorze energii. Proces ma się zakończyć do 2005 r., wówczas zasadą TPA objęci będą wszyscy zainteresowani. Ze względu na formę przesyłania energii (przesyła się ją sieciami o możliwie najwyższych napięciach w celu minimalizowania strat) rynek przesyłowy dzieli się na systemowy i lokalny.

Każdy odbiorca w Polsce ma zagwarantowane dostarczanie energii elektrycznej. Istnieją obecnie dwie formy zakupu:

- zakład energetyczny, do którego sieci jest podłączony odbiorca, zobowiązany jest do dostarczenia energii elektrycznej po cenie ogłoszonej w taryfie; taryfy kontrolowane są przez Urząd Regulacji Energetyki (URE),
- jeżeli odbiorca ma swobodny dostęp do sieci elektroenergetycznej, to zgodnie z zasadą TPA może swobodnie wybierać dostawcę, u którego zakupi energię.

W 2002 r. prawo swobodnego dostępu do sieci przesyłowej miało ok. 600 dużych odbiorców, a handel energią odbywał się między nimi już bez cen taryfowych<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Aktualizacja programu wprowadzania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce – projekt, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, listopad 2002.

Polska w wyniku wieloletnich przygotowań rozpoczęła realizację zadań, które mają doprowadzić do uwolnienia cen energii i stworzenia rynku energii. Rada Ministrów przyjęła w kwietniu 2001 r. „Program wprowadzania rynku energii elektrycznej w Polsce”. W styczniu 2003 r. przyjęto aktualizację tego programu. W lipcu 2000 r. rozpoczęła działalność Giełda Energii SA (GE). Obrót energią elektryczną ma się odbywać w trzech podstawowych segmentach – kontraktów bilateralnych, giełdowym i bilansującym. Sprzyja to rozwojowi rynkowych zachowań podmiotów i wprowadzeniu skutecznych narzędzi zarządzania ryzykiem. Obrót na giełdzie jest prowadzony w formie podstawowych transakcji zakupu i sprzedaży lub kontraktów.

Rynek dnia następnego (RDN) to pierwszy rynek uruchomiony na Giełdzie Energii SA. Prowadzony jest na dzień przed dobą, w której nastąpi fizyczna dostawa energii. Składa się z 24 niezależnych, oddzielnych rynków „godzinowych”, na których uczestnicy mogą swobodnie kupować i sprzedawać energię zgodnie ze swoimi potrzebami. Pierwsza sesja na tym rynku została przeprowadzona 30 VI 2000 r., a energia zakupiona w tym dniu została dostarczona w dniu następnym. Od momentu uruchomienia tego rynku funkcjonuje on według stałych, jasnych i czytelnych zasad. Średnia dobową ceną w dniu otwarcia kształtowała się na poziomie 88 zł/MWh, a obroty na poziomie 483 MWh, na końcu roku kształtowała się na poziomie ok. 100 zł/MWh, jednocześnie występowała niska płynność obrotu, co pozwalało kształtować wiarygodne ceny odniesienia. Wolumeny obrotów dobowych były zróżnicowane i wręcz nieprzewidywalne<sup>5</sup>. Na koniec sierpnia 2003 r. średnia cena wynosiła 107,04 zł/MWh, a obroty osiągnęły poziom 4922 MWh. W dniu 31 XII 2002 r. cena średnia ważona osiągnęła poziom 114 zł/MWh, a obroty prawie 11 500 MWh<sup>6</sup>. Była to cena niższa od średniej ceny za energię w Polsce w 2002 r., która kształtowała się na poziomie prawie 140 zł/MWh<sup>7</sup>. Od 1 IV 2001 r. członkowie GE mają możliwość uczestniczenia w tzw. dogrywce na rynku dnia następnego. Transakcje są zawierane wtedy na podstawie nowo złożonych zleceń.

Drugim rynkiem na GE, wprowadzonym 23 V 2001 r., na którym można dokonywać transakcji, jest rynek terminowy. Nie można go mylić z kontraktami długoterminowymi (KDT), gdyż ceny są kształtowane w wyniku gry rynkowej za pomocą instrumentów pochodnych. Produkty oferowane na finansowym rynku terminowym stwarzają możliwość skutecznego i efektywnego zarządzania ryzykiem handlowym, wynikającym ze zmienności cen energii.

Istota finansowego rynku terminowego polega na prowadzeniu operacji finansowych na podstawie instrumentu bazowego, jakim jest energia elektryczna, bez fizycznej dostawy tej energii. Instrument ten służy zabezpieczeniu się przed nieoczekiwanymi zmianami cen energii. Rozliczanie pomiędzy stronami dokonywa-

<sup>5</sup> M. Zerka, *op. cit.*, s. 38.

<sup>6</sup> Dane z Giełdy Energii, [www.cire.pl/GE](http://www.cire.pl/GE).

<sup>7</sup> Informacja prezesa URE w sprawie średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w jednostkach wytwórczych kondensacyjnych, Warszawa, 31 marca 2003 r.

ne jest już w okresie notowań, tj. po każdej sesji giełdowej, na której nastąpi zmiana ceny (kursu) kontraktu. Jeżeli kurs spada, różnicę ceny dopłaca kupujący na rzecz sprzedającego; jeśli kurs rośnie, różnicę ceny dopłaca sprzedający na rzecz kupującego.

Na rynku terminowym na dostawę energii uczestnicy GE mają do dyspozycji 3 rodzaje kontraktów. Pierwszym jest kontrakt miesięczny, który opiewa na 1 MWh energii dostarczanej w każdej godzinie miesiąca. Dostarczana na podstawie tych kontraktów energia pochodzi ze źródeł konwencjonalnych. Drugim rodzajem kontraktów oferowanych przez GE jest (wprowadzony 4 VII 2001 r.) kontrakt terminowy na dostawę tzw. zielonej energii, czyli energii pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych. Od 4 XII 2001 r. członkowie GE mają do dyspozycji kolejny rodzaj kontraktów na dostawę energii w godzinach „szczytowych” – energia dostarczana jest jedynie w określonych godzinach zwiększonego zapotrzebowania.

Rynek bilansujący jest natomiast technicznie zdeterminowanym mechanizmem warunkującym prawidłowe funkcjonowanie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, gdzie Operator Systemu Przesyłowego (OSP) dokonuje ostatecznego zbilansowania produkcji i zapotrzebowania, uwzględniając kontrakty i transakcje zawarte wcześniej przez uczestników rynku w pozostałych jego segmentach, złożone oferty bilansujące oraz ograniczenia systemowe<sup>8</sup>. Segment bilansujący rynku energii jest zgodnie z programem rządowym integralną częścią bilansowania systemu elektroenergetycznego w Polsce. Według przyjętych zasad, segment ten nie jest przeznaczony do gry rynkowej, a operator systemu przesyłowego zachowuje neutralność finansową.

Wprowadzane w początkowej fazie działania rynku bilansującego uproszczenia spowodowały niekorzystne zachowania podmiotów, które wykorzystywały go do handlowego bilansowania swoich obrotów, a także do gry handlowej opartej na różnicach cen energii w poszczególnych godzinach doby. To z kolei zachwiało neutralnością finansową operatora systemu przesyłowego, powodując, że koszty, które ponosił, były wyższe od ustalonych w taryfie przesyłowej<sup>9</sup>.

Obroty giełdowe na rynku dnia następnego wyniosły w grudniu 2001 r. 140 MWh, a średnio dobowo 671,33 MWh. Oznacza to, że na parkiecie RDN uczestnicy rynku energii elektrycznej dokonali obrotu ok. 3,55% miesięcznej ilości energii pozostawionej przez Operatora Systemu Przesyłowego w ramach tzw. zapotrzebowania niepokrytego umowami. Tym samym obrót giełdowy stanowił 0,16% ogólnego zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. Na dzień 31 XII 2001 r. na rynku dnia następnego grały 43 podmioty sektora elektroenergetycznego.

Na rynku terminowym w 2001 r. zawarto 7 transakcji kupna-sprzedaży oraz 15 kontraktów na dostawę energii elektrycznej w określonych w nich przedziałach czasu o łącznym wolumenie 8624 MWh. W pierwszym kwartale 2002 r. w 6 transakcjach

<sup>8</sup> Aktualizacja programu wprowadzania konkurencyjnego rynku...

<sup>9</sup> M. Zerka, *op. cit.*, s. 38 i nast.

przedmiotem obrotu było 38 kontraktów na dostawę łącznie 9373 MWh energii elektrycznej. Rynek terminowy na dostawę energii na dzień 31 XII 2001 r. miał 26 uczestników<sup>10</sup>.

Giełda Energii ma w Polsce jeszcze zbyt małe znaczenie, lecz w przyszłości powinien to być podstawowy instrument ustalania cen. Aby to osiągnąć, niezbędne są zmiany legislacyjne i własnościowe oraz zmiana podejścia podmiotów na rynku, które prawdopodobnie obawiają się takich zmian.

#### **4. Propozycje rozwiązań sytuacji na rynku energii w Polsce**

Problemem, który trzeba rozwiązać, aby wprowadzić zasady liberalizacji rynku energii, są KDT na sprzedaż energii. Były one zawierane w latach 1994–1998 między producentami a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA (PSA SA). Wieloletnie umowy miały zapewnić przedsiębiorstwom wytwórczym przychody na poziomie umożliwiającym spłatę kredytów zaciągniętych głównie na inwestycje proekologiczne i modernizacyjne oraz budowę nowych mocy. KDT stanowią dla banków gwarancję spłaty pożyczek. Obecnie udział energii z kontraktów w krajowej sprzedaży stanowi aż ok. 70%. Uniemożliwia to zaistnienie konkurencji wśród jej wytwórców i przygotowanie firm do konkurowania w nieodległej przyszłości na rynku europejskim.

Jednym z pierwszych projektów rządowych była koncepcja systemu opłat kompensacyjnych (SOK). Zakładano w nim, że producenci musieliby sprzedawać energię na rynku (bezpośrednio odbiorcom), a nie jak do tej pory PSE SA. KDT miały zostać zamienione z umów towarowych na finansowe i przejęte przez odrębną spółkę, która by nimi zarządzała. Oznaczało to większe ryzyko, którego nie chciały zaakceptować banki, udzielające kredytów pod zastaw przyszłych przychodów z KDT, domagając się dodatkowego zabezpieczenia spłat należności lub podwyższenia oprocentowania kredytu. Przedsiębiorstwa produkujące energię musiałyby ją sprzedawać na rynku i ceny byłyby niższe niż zawarte na podstawie KDT. Różnicę miałyby pokrywać opłaty kompensacyjne. Stworzony został również system zabezpieczający przed celowym obniżaniem cen zbytu przez elektrownie (które różnicę miałyby zwracać), polegający na stosowaniu premii i kar. Większe zwroty otrzymywałyby podmioty, którym udało się sprzedać co najmniej tyle energii, ile w KDT, i po co najmniej takiej samej cenie. Podmioty, którym się to nie udało, „karane” byłyby niższymi dopłatami. System opłat kompensacyjnych był szeroko dyskutowany zarówno na forum energetycznym, jak i rządowym, zostały powołane spółki do zarządzania przejętymi KDT. System miał być powołany do życia w styczniu 2001 r., ale projekt upadł. Nie zostały nawet wyznaczone KDT, które miałyby być objęte systemem SOK (gdyż ponad połowa KDT nie spełnia kryteriów, a są należności, które powinny być restrukturyzowane w ten sposób, a nie były zabezpieczane przez KDT).

<sup>10</sup> A. Szostek, *Rynek terminowy finansowy „futures” na Giełdzie Energii SA*, Serwis Informacyjny CIRE, 07.05.2002.

Nowy projekt został zaprezentowany przez Radę Ministrów w styczniu 2003 r. w dokumencie: „Aktualizacja programu wprowadzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce”. Zakłada on: „restrukturyzację kontraktów długoterminowych polegającą na przejściu przez spółkę celową zobowiązań z kontraktów długoterminowych wytwórców wobec kredytodawców i inwestorów z jednoczesnym rozwiązaniem KDT. Spółka celowa będzie spłacać przejęte od wytwórców zobowiązania środkami pozyskanymi ze sprzedaży przyszłych należności z ustawowo nadanych jej praw do wpływów z opłaty systemowej restrukturyzacyjnej (sekurytyzacji). Opłata restrukturyzacyjna – płacona przez wszystkich odbiorców – zbierana będzie przez operatorów sieciowych. Przejęcie zadłużenia od wytwórców przez spółkę celową powinno być dokonane jako jednorazowe oddłużenie firm wytwórczych. Oddłużone firmy wytwórcze będą miały możliwość obniżenia ceny energii na wolnym rynku, co z kolei powinno przyczynić się do szybszego tempa wzrostu gospodarczego”<sup>11</sup>.

Restrukturyzacja miała być poprzedzona:

- utworzeniem grupy kapitałowej składającej się z elektrowni Bełchatów – Turów – Opole (BOT) oraz połączeniem z kopalnią węgla brunatnego „Bełchatów”,
- restrukturyzacją Polskich Sieci Elektrowni SA i utworzeniem niezależnego operatora systemu przesyłowego,
- konsolidacją spółek dystrybucyjnych z rozdziałem działalności sieciowej i obrotu,
- utworzeniem Operatora Systemu Dystrybucji (OSD).

W nowym projekcie zakłada się likwidację KDT zakwalifikowanych w jednym dniu na mocy ustawy, bez względu na własność podmiotu (czy jest to spółka państwowa, czy sprywatyzowana), a także przyznanie rekompensaty wytwórcom. Środki na pokrycie wypłacanych rekompensat pochodzić będą z emisji obligacji sekurytyzacyjnych. Obligacje te będą zabezpieczone prawem do poboru restrukturyzacyjnej opłaty systemowej (ROS), którą płacić będą końcowi odbiorcy systemu<sup>12</sup>. Rekompensaty wyniosą ok. 12–16 mld zł. Obligacje będą notowane na międzynarodowych rynkach kapitałowych i nie będą wliczane do poziomu zadłużenia Polski. Rekompensaty będą wypłacane w gotówce lub w formie obligacji. Wytwórca będzie mógł je sprzedać i spłacić zobowiązania lub zabezpieczyć nimi kredyt, który posłuży spłaceniu kredytów zabezpieczonych KDT. Opłata ROS będzie pobierana do końca trwania projektu restrukturyzacji, czyli przez 15 lat. W celu zarządzania tymi środkami zostanie powołana nowa spółka, która będzie własnością PSE SA. Wprowadzanie opłaty powinno zbiegnąć się w czasie z obniżeniami niektórych składników obecnych opłat za energię, tak że końcowy odbiorca nie powinien odczuć różnicy w cenie.

Proponowane rozwiązanie jest niezwykle radykalne. Podkreślane są jego zalety: oddłużenie wytwórców energii, poprawa ich konkurencyjności, rozwój rynków

<sup>11</sup> Aktualizacja programu wprowadzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce, Departament Energetyki, Warszawa, styczeń 2003, [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl)

<sup>12</sup> Konkurencyjny rynek energii, Energia XXXVI, dodatek do „Rzeczpospolitej” 2003, nr 216.



energii, co powinno spowodować obniżenie cen. Oddłużone podmioty będą mogły sprostać nowym wymaganiom co do ochrony środowiska. Jako zalety projektu wskazuje się również<sup>13</sup>:

- zgodność proponowanych rozwiązań z konstytucją RP,
- równe traktowanie wszystkich podmiotów na rynku,
- niezwiększanie obciążeń odbiorców końcowych,
- brak negatywnego wpływu na budżet państwa,
- zgodność proponowanych rozwiązań z ustawodawstwem UE,
- wykonalność możliwa ze względu na finanse,
- przejrzystość dla wszystkich uczestników systemu.

Pojawiają się również opinie krytyczne. Wskazuje się, że nie można przewidzieć, jak ukształtują się ceny po rozwiązaniu KDT. Zaostrzone normy ochrony środowiska spowodują wycofanie znacznych mocy produkcyjnych i potrzebę poniesienia dużych nakładów inwestycyjnych w celu ich odnowienia, co może mieć wpływ na cenę, gdyż dotknie to niemal wszystkich producentów. Może się wówczas okazać, że importowana energia jest tańsza, co przy realizacji zasady swobodnego dostępu do usług przesyłowych TPA spowoduje jej zakup za granicą. Proponowane rozwiązanie jest nowatorskie, w związku z tym budzi niepokój inwestorów i banków. Może zatem spowodować mniejsze zainteresowanie inwestorów prywatyzacją sektora energetycznego<sup>14</sup>. Wskazuje się na zagrożenie, że niektóre podmioty mogą dochodzić swoich praw w sądach, gdyż nie wszystkie KDT zostaną zrekomensowane. Ponadto Komisja Europejska analizuje projekt, poszukując znamion pomocy publicznej. Jeżeli uzna, że takie znamiona istnieją, projekt będzie wymagał zgody komisji.

Rząd chciał doprowadzić do emisji obligacji w II kwartale 2004 r. Wobec opóźnień w pracach nad ustaleniem wielkości rekompensat, niemożliwe wydaje się dotrzymanie tego terminu.

## 5. Podsumowanie

Przystosowanie polskiego sektora energetyki do warunków konkurencyjnego rynku energii wymaga wielkiego wysiłku zarówno organizacyjnego, jak i inwestycyjnego. Obecnie trudno jednoznacznie ocenić najnowszy projekt rządu dotyczący restrukturyzacji KDT. Jego niewątpliwą zaletą jest zgodność z prawem polskim i Unii Europejskiej, równe traktowanie wszystkich podmiotów na rynku i neutralność wobec budżetu państwa. Wadami są trudne do oszacowania skutki. Nawet najlepiej skonstruowane modele ekonometryczne mogą nie dawać wiarygodnych danych, gdyż trudno jest szacować przyszłe zachowania na wolnym rynku na pod-

<sup>13</sup> Projekt restrukturyzacji KDT – najważniejsze elementy koncepcji, Energia XXXV, dodatek do „Rzeczpospolitej” 2003, nr 130.

<sup>14</sup> M. Babiuch, Czy na pewno ustawowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych leży w interesie konsumentów energii elektrycznej w Polsce? „Wokół Energetyki” 2003, nr 4, s. 38–39.

stawie postępowania podmiotów na rynku regulowanym. Giełda Energii daje miarodajne informacje o cenach energii, ale niekoniecznie będzie się ona przenosić na ceny energii na rynku bez KDT. Ponadto należy pamiętać, że większość podmiotów sektora energetyki czekają kosztowne inwestycje związane z wdrażaniem dyrektyw unijnych.

### Literatura

- Aktualizacja programu wprowadzania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce – projekt*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, listopad 2002.
- Aktualizacja programu wprowadzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce*, Departament Energetyki, Warszawa, styczeń 2003, [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl)
- Babiuch M., *Czy na pewno ustawowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych leży w interesie konsumentów energii elektrycznej w Polsce?* „Wokół Energetyki” 2003, nr 4.
- Gilecki R., *Liberalizacja rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej*, maszynopis powielony, Agencja Rynku Energii SA, grudzień 2002, [www.cire.pl](http://www.cire.pl).
- Szostek A., *Rynek terminowy finansowy „futures” na Gieldzie Energii SA*, Serwis Informacyjny CIRE, 07.05.2002.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. 1997, nr 54, poz. 348 z późn. zm.
- Ustawa z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne, Dz.U. 2002, nr 135, poz. 1444.
- Zerka M., *Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce*, Agencja Rynku Energii SA, grudzień 2002, [www.cire.pl](http://www.cire.pl).

### The Formation of the Energy Market in Poland

The price of electric energy has a great influence on the functioning of economic entities and households in every country. In the European Union the process of abandoning state electric energy monopolies. As one of the countries soon to join the EU, Poland is obliged to introduce changes to open up the energy market. This process will entail organisational and legal changes, and many steps have already been taken. Technical demands have been fulfilled, and some changes in the law have been introduced to allow the rule of free access to industry service (TPA) to be realized. The issue of long-term contracts, which many energy producers are bound with and which allowed for credit to be taken, still remains. The article presents the changes which have occurred in this area in recent years, including the development of the Energy Exchange. The characterisation of the current state of work currently in process concerning the restructuring of long-term contracts is considered.