

# Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/kontrakty-dlugotermino/1300,III3-Kontrakty-dlugoterminowe.html>  
30.04.2024, 08:55

## III.3. Kontrakty długoterminowe

### 3.1. Finansowe konsekwencje kontraktów długoterminowych<sup>20)</sup>

W poprzednich rozdziałach przedstawiono analizę nieprawidłowości, jakie zostały popełnione w trakcie podpisywania kontraktów terminowych, zwłaszcza zaś w projekcjach finansowych, które – przynajmniej formalnie – winny stanowić podstawę do wyznaczenia uzasadnionego poziomu cen przyjmowanych w tych kontraktach. Ponieważ większość kontraktów weszło już w fazę realizacji, toteż można w oparciu o dane empiryczne podjąć próbę udzielenia odpowiedzi na pytanie, jakie są finansowe skutki kontraktów długoterminowych w praktyce. Jakkolwiek dane liczbowe, w oparciu o które formułowane są te wnioski są ograniczone, to pozwalają one na przedstawienie wielu dodatkowych argumentów, potwierdzających wadliwość zastosowanego mechanizmu.

Konsekwencje kontraktów długoterminowych dla funkcjonowania sektora elektroenergetycznego można rozpatrywać z kilku punktów widzenia. Dwa z nich mają największe znaczenie.

Po pierwsze, kontrakty długoterminowe określając podstawowe parametry sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną, wpływają także na ich skłonność do podejmowania działań racjonalizujących koszty wytwarzania.

Analizując tę kwestię należy przede wszystkim zwrócić uwagę, że w kontraktach długoterminowych przyjmowano założenie, iż ustalone w nich ceny winny pokrywać koszty produkcji oraz zapewniać zysk dla przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną. Przyjęcie takiego rozwiązania byłoby uzasadnione jedynie wtedy, gdyby istniała możliwość skutecznej weryfikacji parametrów wpływających na poziom kosztów, a w konsekwencji i cen ustalanych w oparciu o metodę kosztową. W praktyce nigdzie na świecie nie opracowano skutecznych metod weryfikacji kosztów wytwarzania, co między innymi jest powodem wprowadzania rynkowych reform w sektorze elektroenergetycznym. Mechanizm rynkowy jest bowiem najsprawniejszym mechanizmem weryfikacji tych kosztów. W przypadku analizowanych kontraktów dodatkowym czynnikiem wypaczającym rachunek są błędy metodologiczne, jakie popełniano w przeprowadzanych projekcjach finansowych i ocenie ekonomicznej efektywności realizowanych przedsięwzięć inwestycyjnych, których szczegółową analizę zamieszczono w rozdziale I niniejszej pracy.

Sygnalizowane wyżej ograniczenia obiektywne oraz subiektywne błędy doprowadziły do wysoce niekorzystnej sytuacji drastycznego zróżnicowania cen za energię dla poszczególnych dostawców (producentów). Ceny energii elektrycznej w latach 1999 - 2005

wahają się w granicach od 42,19 zł/MWh do 265,11 zł/MWh, zaś ceny mocy w granicach od 8393 zł/MW/mc do 81594 zł/MW/mc w roku 2000. W roku 2005 przedział ten zmniejsza się i wynosi od 8660 zł/MW/mc do 67597 zł/MW/mc. Ceny jednostkowe energii elektrycznej zakontraktowanej kształtują się w przedziale od 68,89 zł/MWh do 265,11 zł/MWh w roku 1999 oraz od 87,6 zł/MWh do 178,48 zł/MWh w roku 2005. Tak więc nawet w roku 2005 wystąpi dwukrotna różnica pomiędzy najdroższym i najtańszym dostawcą, co stanowić będzie istotną przeszkodę wdrożenia rynkowego mechanizmu regulacji sektora elektroenergetycznego. Na konkurencyjnym rynku, w sytuacji nadwyżki mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym najdrożej wytwarzający producenci energii elektrycznej zostaliby z wyeliminowani z rynku. Mechanizmu tego jednak nie można w naszych warunkach uruchomić także i z tego względu, że producenci ci są chronieni zapisami zawartymi w kontraktach długoterminowych.

Jeszcze ciekawsze wnioski można wyciągnąć analizując bardziej szczegółowe relacje pomiędzy kosztami, cenami, wynikiem finansowym oraz wielkością energii sprzedawanej przez poszczególnych producentów na warunkach określonych w kontraktach długoterminowych.

W roku 1999 jednostkowy wynik finansowy osiągnięty na sprzedaży energii elektrycznej ukształtował się na poziomie 0,39 zł, a w pierwszej połowie 2000 roku wzrósł do 6,58 zł. Charakterystyczne jest przy tym wysokie zróżnicowanie tego wyniku pomiędzy poszczególnymi dostawcami energii. Najniższy wynik finansowy osiągnął producent, który poniósł 40,22 zł straty na 1 MWh sprzedanej energii. Warto przy tym podkreślić, iż był to dostawca, którego produkcja niemal w 100% jest sprzedawana na warunkach określonych w kontraktach długoterminowych. Na drugim krańcu znalazł się producent z dodatnim wynikiem finansowym w wysokości 63,16 zł na 1 MWh sprzedanej energii. Także i ten producent znaczną część wytwarzanej energii (około 50%) sprzedawał w ramach umów długoterminowych. Można zatem stwierdzić, że cel kontraktów długoterminowych, jakim było wyrównanie warunków ekonomiczno-finansowych działania wytwórców energii elektrycznej, którzy ponosili różne nakłady na modernizacje i ochronę środowiska nie został osiągnięty. Obserwacja ta potwierdza także wnioski wynikające z analizy metodologii sporządzania projekcji finansowych, które stanowiły podstawę do przyjęcia określonego poziomu cen w kontraktach długoterminowych. Brak jednolitości metodologicznej oraz jakiegokolwiek kontroli sporządzania tych projekcji przez PSE S.A. spowodował, że poziom cen przyjmowanych w tych kontraktach był zupełnie arbitralny, bez prób zachowania jakiegokolwiek spójności ekonomicznej, czy wręcz zdrowego rozsądku. Trudno wręcz zrozumieć, jakimi względami kierowali się autorzy kontraktów przyjmując w jednym przypadku ceny niższe od przeciętnych o około 20 zł/MWh, przy których producent energii ponosi stratę w wysokości 43 zł/MWh, podczas gdy w innym przypadku cena energii sprzedawanej w ramach kontraktów długoterminowych jest dwukrotnie wyższa od przeciętnej, co pozwala osiągnąć zysk w wysokości ponad 108,75 zł w 1999 roku oraz 71,7 w roku 2000 (w pierwszej połowie).

Omawiane wyżej rozbieżności są jeszcze większe, jeżeli analizujemy tylko energię sprzedawaną w ramach kontraktów długoterminowych. Strata poniesiona przez najmniej

efektywnego producenta energii sprzedawanej na warunkach określonych w kontraktach długoterminowych wynosiła 44,85 zł na 1 MWh energii, czyli około 10% więcej niż w odniesieniu do całej sprzedawanej energii. Z kolei poziom zysku producenta "najbardziej efektywnego" wynosił 108,75 zł na 1 MWh sprzedanej energii. Dla porównania przeciętna cena jednoskładnikowa energii w roku 1999 wynosiła 118,37 zł/MWh, a energii sprzedawanej w kontraktach długoterminowych 125,37 zł/MWh. Ten przykład jeszcze dobitniej wskazuje, że kontrakty długoterminowe nie tylko nie wyrównywały ekonomicznych i finansowych warunków działania producentów energii elektrycznej ponoszących różne (obiektywnie uwarunkowane) koszty, ale wręcz przyczyniły się do powstania takich dysproporcji, które w warunkach braku ingerencji administracyjnej po prostu nie mogłyby się ukształtować. W warunkach regulacji rynkowej takie wynaturzenia nie mogłyby po prostu powstać.

Sygnalizowane wyżej dysproporcje utrzymywały się w pierwszej połowie roku 2000, chociaż ich skala uległa pewnemu zmniejszeniu. Wynik na sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej ogółem kształtował się w granicach od 20,79 zł straty do 51,45 zł zysku. Jeżeli natomiast chodzi o energię sprzedawaną w ramach kontraktów długoterminowych, to różnice te w roku 2000 zawierały się w granicach od 43,0 zł straty do 71,70 zł zysku.

Potwierdzenie poczynionych wyżej uwag znajdujemy w poziomie współczynników odchylenia standardowego niektórych z analizowanych wyżej wielkości. Przede wszystkim należy zwrócić uwagę, że odchylenie standardowe jednostkowego wyniku finansowego produkcji sprzedanej jest około dwukrotnie wyższe niż odchylenie standardowe jednostkowego wyniku finansowego ogółu sprzedanej energii elektrycznej. Wynika stąd, że kontrakty długoterminowe przyczyniły się do poważnego rozregulowania relacji cen, kosztów i wyniku finansowego w przedsiębiorstwach sektora elektroenergetycznego. Jest to zatem rezultat sprzeczny z deklarowanym w większości zawartych kontraktów. Warto bowiem przypomnieć, że najczęściej deklarowanym celem kontraktów długoterminowych było zapewnienie pokrycia kosztów oraz osiągnięcie uzasadnionego zysku. Jeżeli tak miało być w rzeczywistości, to trudno zrozumieć dlaczego w podpisywanych kontraktach przyjmowano takie poziomy cen, które zapewniały jednym producentom zysk jednostkowy w wysokości ponad 70 zł/MWh, podczas gdy inni ponoszą straty w wysokości 43 zł/MWh. Zróżnicowanie to można tłumaczyć omawianymi wcześniej nieprawidłowościami w sporządzanych na potrzeby kontraktów projekcjach finansowych albo, co bardziej prawdopodobne, zupełnym pomijaniem wyniku jakiegokolwiek rachunku w decyzjach podejmowanych wspólnie przez wytwórców energii elektrycznej i PSE S.A. Sektor elektroenergetyki wydaje się być jednym z niewielu sektorów polskiej gospodarki, który w drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych nadal nie został poddany presji rynkowej, zaś mające poważne długookresowe konsekwencje decyzje podejmowane są bez uwzględniania elementarnych wymogów rachunku ekonomicznego.

W kontekście analizowanych tu nieprawidłowości warto także wspomnieć o jednym z dostawców energii elektrycznej, który nie realizował żadnej inwestycji, natomiast zawarł kontrakt na dostawę energii, obejmujący niemal 100% dostaw (99,91%), a poziom cen wynegocjowanych w tych kontraktach pozwolił osiągnąć w roku 1999 około 22,5 zł zysku na

jednej MWh energii, a w pierwszej połowie roku 2000 ponad 28 zł.

Innym przejawem braku spójności systemu kontraktów długoterminowych są istniejące w rzeczywistości przypadki niewłaściwych relacji cenowo/kosztowych. Uzasadnieniem dla kontraktów długoterminowych było stworzenie gwarancji dla tych producentów energii elektrycznej, którzy - ze względu na realizowane kosztowne inwestycje modernizacyjne i ekologiczne - nie byłiby w stanie spłacić zaciągniętych kredytów, gdyby sprzedawali energię na warunkach rynkowych. Tak więc można założyć, iż generalnie rzecz biorąc koszty wytwarzania energii objętej kontraktami długoterminowymi winny być wyższe niż koszty wytwarzania energii ogółem. Tymczasem w latach 1999 i 2000 (I półrocze) występują takie przypadki, kiedy koszt wytworzenia 1 MWh energii sprzedawanej w ramach kontraktów długoterminowych jest niższy niż koszt wytworzenia 1 MWh energii ogółem, natomiast równocześnie ceny energii sprzedawanej w ramach kontraktów długoterminowych są wyższe niż ceny przeciętne. W tej sytuacji zatem kontrakt długoterminowy posłużył jako narzędzie dofinansowania nieefektywnej produkcji wytwarzanej w oparciu o już istniejące moce wytwórcze, a nie jako forma wsparcia inwestycji proekologicznych i modernizacyjnych, których realizacja była wspierana kontraktami długoterminowymi. Obserwacja ta skłania do postawienia tezy, że zarówno wytwórcy energii jak i PSE S.A. nadal realizują politykę "bezpieczeństwa energetycznego" kraju poprzez utrzymywanie nadmiernych zdolności produkcyjnych, zaś obciążenie społeczeństwa kosztami energii dokonywane jest w oparciu o formułę przeciętnych kosztów wytwarzania, których poziom stanowi uzasadnienie dowolnego poziomu cen.

Pewne dodatkowe wnioski można wyciągnąć analizując poziom kosztów produkcji różnych wytwórców energii elektrycznej z kosztami finansowymi i bez tych kosztów. Ponieważ zasadniczym argumentem uzasadniającym konieczność wprowadzenia mechanizmu kontraktów długoterminowych było wyrównanie skutków cenowych wysokich kosztów obsługi kredytów zaciągniętych na realizację przedsięwzięć objętych tymi kontraktami, toteż należałoby oczekiwać, iż koszty jednostkowe energii z kosztami finansowymi ogółem winny być niższe niż jednostkowe koszty z kosztami finansowymi energii sprzedawanej w kontraktach długoterminowych. Jakkolwiek taka sytuacja jest przeważająca, to jednak występują przypadki odwrotne: udział kosztów finansowych w jednostkowych kosztach produkcji sprzedanej w ramach kontraktów długoterminowych jest niższy niż w kosztach jednostkowych energii sprzedanej ogółem. W tych przypadkach argument o konieczności zapewnienia źródła sfinansowania kosztów obsługi kredytów zaciągniętych na realizację przedsięwzięć objętych kontraktami długoterminowymi nie ma zastosowania.

Jest zrozumiałe, że w tych warunkach musi istnieć instytucja rachunku wyrównawczego cen, zaś ceny energii elektrycznej kształtowane są w oparciu o średnie branżowe koszty wytwarzania. Ekonomiczna szkodliwość takiego mechanizmu kształtowania cen została dowiedziona już w latach 70-tych.

Po drugie, kontrakty długoterminowe stwarzają określone ograniczenia dla reformy sektora elektroenergetycznego z tego względu, że dzięki tym kontraktom określone zostały warunki dostaw oraz rozdysponowane zostało około 75% energii, która będzie sprzedawana w kraju

w najbliższych latach. W roku 1999 udział energii sprzedawanej na warunkach określonych w kontraktach długoterminowych wynosił 60,35% ogółu energii sprzedawanej w kraju. W pierwszej połowie roku 2000 udział ten nieznacznie zwiększył się do 60,86%. Udział energii sprzedawanej w ramach kontraktów długoterminowych w łącznej sprzedaży poszczególnych elektrowni jest zróżnicowany i waha się w granicach od 10,75% do 99,98% w roku 1999 i w granicach od 9,77% do 99,95% w pierwszej połowie roku 2000. Jak więc widać relacje te nie uległy większym zmianom w trakcie analizowanego okresu. Trzeba jednak zwrócić uwagę, iż w odniesieniu do poszczególnych dostawców udział zmienia się istotnie w tym okresie; przy czym obserwujemy zarówno spadki jak i wzrosty tych udziałów. Największy spadek udziału sprzedaży w ramach kontraktów długoterminowych w sprzedaży ogółem wyniósł 29,06 punktu procentowego (z 51,15% do 31,09%), natomiast największy wzrost 44,71 punktu procentowego (z 39,45% do 83,26%). Zmiany te trudno jest jednak uzasadnić w miarę jednolitymi, racjonalnymi przesłankami. Można było bowiem oczekiwać, że spadek udziału sprzedaży realizowanej w ramach kontraktów długoterminowych będzie konsekwencją spadku obciążeń z tytułu zaciągniętych kredytów, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w poziomie kosztów jednostkowych energii sprzedanej z kosztami finansowymi. I na odwrót – wzrost udziału sprzedaży realizowanej w ramach kontraktów długoterminowych powinien występować u tych dostawców, u których wzrastały obciążenia finansowe z tytułu obsługi kredytów. Tymczasem w rzeczywistości obserwujemy takie sytuacje, kiedy wzrostowi udziału sprzedaży kontraktowej towarzyszy spadek kosztów jednostkowych energii sprzedanej, i na odwrót. Również i w tym przypadku możemy stwierdzić, że zawarte w projekcjach finansowych prognozy kosztów, cen i dochodów nie są spójne.

Długoterminowe kontrakty na dostawę energii elektrycznej powstały jako “lekarstwo” dla przestarzałego technologicznie sektora elektroenergetyki; w zamierzeniu były one racjonalnym sposobem na finansowanie inwestycji elektroenergetyki o charakterze modernizacyjnym oraz mającym na celu spełnienie norm w zakresie ochrony środowiska naturalnego. W tym czasie oceniano potrzeby inwestycyjne sektora w zakresie dostosowania się do wdrażanych standardów w zakresie ochrony środowiska na około 2 mld \$. Decyzje dotyczące kontraktów długoterminowych były podejmowane na początku transformacji gospodarczej i były niezbędne, aby zapewnić kredyty bankowe na konieczne przedsięwzięcia inwestycyjne w sytuacji, gdy banki nie chciały ponosić ryzyka związanego z polityką cenową państwa oraz brakiem gwarancji rządowych.

Racjonalny na początku program wsparcia procesów modernizacji elektroenergetyki wkrótce uległ całkowitemu wypaczeniu. Naciski wytwórców, zarówno na PSE S.A. jak również na Ministerstwo Przemysłu i Handlu, a następnie Ministerstwo Gospodarki spowodowały, że planowana wcześniej bariera 30% mocy objętej kontraktami została bardzo szybko przekroczona. W 1999 sięgnęła ona prawie 70%. Efekty kontraktów długoterminowych przyniosą w sumie przyrost zainstalowanych mocy o około 3000 MW. W sytuacji, gdy szacuje się, że w krajowym systemie elektroenergetycznym nadwyżka mocy wynosi około 1/3 mocy zainstalowanej (około 10000 MW), przyjęcie takiego programu inwestycyjnego z takimi gwarancjami należy uznać za całkowicie błędne i nie może być wytłumaczone żadnymi argumentami. Nawet “dyżurny” argument lobby energetycznego,

mówiący o konieczności zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju nie może być uznany za racjonalne uzasadnienie tych błędnych działań.

Należy przy tym podkreślić, że "rozdawnictwu" długoterminowych kontraktów nie towarzyszyły żadne zobowiązania beneficjentów tych kontraktów, a mianowicie wytwórców energii elektrycznej w zakresie ograniczania kosztów poprzez przeprowadzenie odpowiednich procesów restrukturyzacji. Umowy nie kreowały również żadnej polityki właścicielskiej i nie miały wpływu na intensyfikację procesu prywatyzacji z małymi wyjątkami, gdzie podpisanie umowy było podstawą zawarcia umowy prywatyzacyjnej (dotyczy to sprzedaży Elektrociepłowni Kraków, która została sprywatyzowana w drodze prywatyzacji kapitałowej po 8 latach przygotowań). Oddzielenie tak poważnego procesu inwestycyjnego od możliwości skorzystania z "dobrodziejstw" rynku kapitałowego było poważnym błędem. Skutkiem tego błędu jest opóźnienie procesów prywatyzacji i restrukturyzacji; posiadacze umów długoterminowych (przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną) znaleźli się bowiem w komfortowej sytuacji i nie byli zainteresowani działaniami restrukturyzacyjnymi i prywatyzacyjnymi. Sytuacja taka wydaje się być również korzystna dla PSE S.A., gdyż umożliwia całkowitą niemal kontrolę nad sektorem elektroenergetycznym – stanowi często argument przeciwko wprowadzaniu reform rynkowych, a przynajmniej ich opóźniania ze względu na konieczność wcześniejszego rozwiązania problemów uniemożliwiających rzeczywistą liberalizację sektora, które zostały stworzone wskutek nieracjonalnych działań PSE S.A.

Wskazane wyżej nieprawidłowości nie stanowią pełnego wykazu negatywnych skutków kontraktów długoterminowych, gdyż można stwierdzić, że – jakkolwiek w trakcie ostatnich lat uzyskaliśmy pewną wiedzę empiryczną o praktycznych konsekwencjach tych kontraktów – skutki związane z programem inwestycyjnym w sektorze wytwórców realizowanym po roku 1994 na podstawie kontraktów długoterminowych nie są jeszcze dokładnie rozpoznane. Program ten ma cechy programów inwestycyjnych z lat 70-tych, realizowanych pod naciskiem branżowych grup interesu bez liczenia się z ekonomicznymi skutkami podejmowanych działań.

### 3.2. Rzeczowe rezultaty kontraktów długoterminowych

Przedstawiona w tym i poprzednim rozdziale krytyczna ocena rachunku efektywności, który formalnie rzecz biorąc stanowił podstawę do podjęcia decyzji o objęciu poszczególnych przedsięwzięć gwarancjami za pośrednictwem kontraktów długoterminowych nie oznaczają krytyki samych przedsięwzięć. Modernizacja krajowej energetyki mająca na celu racjonalizację kosztów wytwarzania energii oraz poprawę stanu środowiska naturalnego była niezbędna w celu sprostania wymogom konkurencyjnych mechanizmów rynkowych, jak i międzynarodowym zobowiązaniom Polski w zakresie ochrony środowiska naturalnego.

Dla polskiej elektroenergetyki podstawowe znaczenie mają zobowiązania wynikające z protokołów i konwencji międzynarodowych oraz prawodawstwo Unii Europejskiej, dotyczące redukcji globalnych wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>), tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) oraz

dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>)<sup>21</sup>). Udział emisji dwutlenku siarki, związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach i elektrociepłowniach, w krajowym bilansie tego zanieczyszczenia wynosi około 50%. W programie redukcji emisji SO<sub>2</sub> w energetyce zawodowej, przyjętym (i podpisanym w Jaworznie w dniu 12 września 1966 roku) przez Ministra Przemysłu i Handlu oraz Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa – określono zakres modernizacji w elektrowniach systemowych (por. tabela nr 7), mający zagwarantować, że emisja SO<sub>2</sub> w roku 2010 nie przekroczy poziomu 700 tysięcy ton, czyli 50% krajowego limitu emisji, jaki dla Polski został wyznaczony w II Protokole Siarkowym.

Tabela 7. Instalacje odsiarczania w elektrowniach systemowych.

<b>Elektrownia</b>	<b>Inwestycje realizowane/przesądzone</b>	<b>Inwestycje planowane</b>	<b>Stan docelowy</b>
Bełchatów	4 x LSP	4 x LSP	8 x LSP
Turów	3 x DAP + 2 x FBC	4 x FBC	6 x FBC
Konin	1 x LSP		1 x LSP
Pątnów		6 x DAP lub wymiana na FBC	6 x DAP lub wymiana na FBC
Jaworzno III	4 x LSP		4 x LSP
Rybnik	4 x DSP	4 x DSP	8 x DSP
Połaniec	4 x LSP	4 x LSP	8 x LSP
Łaziska	2 x DSP	4 x LSP	4 x LSP + 2 x DSP
Łagisza	2 x DSP		2 x DSP
Siersza	2 x DSP		2 x DSP

Źródło: "Krajowy program redukcji emisji SO<sub>2</sub> do roku 2010", Minister Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa oraz Minister Przemysłu i Handlu, Jaworzno, 12.09.1996 r.

gdzie:

LSP – oznacza instalację odsiarczania spalin gwarantującą emisję SO<sub>2</sub> nie większą niż 400mg/norm. m<sup>3</sup>,

DSP – oznacza instalację odsiarczania spalin o sprawności co najmniej 70%,

DAP – oznacza instalację odsiarczania spalin o sprawności co najmniej 35%,

FBC – oznacza kocioł z paleniskiem fluidalnym o emisji SO<sub>2</sub> nie większej niż 400 mg/norm. m<sup>3</sup>.

Gwarancją sfinansowania tych przedsięwzięć stały się w decydującym zakresie kontrakty

długoterminowe, które umożliwiły zaciągnięcie niezbędnych kredytów w bankach krajowych i zagranicznych. Uzyskano także wsparcie finansowe Narodowego i Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska oraz Fundacji Ekofundusz (zamiana części polskiego zadłużenia zagranicznego na inwestycje proekologiczne). W latach 1996–99 emisja dwutlenku siarki z elektrowni systemowych i elektrociepłowni zawodowych zmniejszyła się z ok. 1250 tys. Mg do ok. 900 tys. Mg<sup>22)</sup>.

Działania w zakresie ograniczania emisji tlenków azotu sprowadzają się do polepszenia automatyki procesów spalania oraz wymiany palników na niskoemisyjne. Dzięki temu udało się obniżyć jednostkowe emisje o około 40% dla kotłów opalanych węglem kamiennym i 15% dla opalanych węglem brunatnym.

Redukcji dwutlenku węgla można dokonywać poprzez obniżanie zużycia paliw lub poprzez dywersyfikację paliw. Struktura naszych źródeł wytwarzania jest oparta na najbardziej emisyjnych paliwach stałych. Dlatego też, do czasu gruntowniejszych zmian technologicznych, najważniejsze jest podwyższenie sprawności spalania oraz maksymalne wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, a także intensyfikacja działań zwiększających efektywność wykorzystania energii, co oczywiście zmniejszy tempo wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i obniży emisję zanieczyszczeń. Modernizacje technologiczne urządzeń wytwórczych, realizowane w ramach kontraktów długoterminowych, doprowadziły do podwyższenia sprawności produkcji energii elektrycznej o 3 – 4 pkt procentowe, co w efekcie wpłynęło w latach 1995–98 na obniżenie emisji o ok. 5 – 6 mln Mg CO<sub>2</sub>.

Tak więc, kontrakty długoterminowe przyczyniły się do realizacji ważnych przedsięwzięć inwestycyjnych – krytyka dotyczy zatem nie istoty, ale sposobu realizacji idei wsparcia niezbędnych przedsięwzięć modernizacyjnych w energetyce, który wyłączył z rygorów rachunku ekonomicznego nakłady o wartości około 16 mld zł.

### 3.3. Koncepcje rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych

Jak już wielokrotnie podkreślano w tym opracowaniu kontrakty długoterminowe są jednym z najważniejszych czynników instytucjonalnych determinujących warunki funkcjonowania polskiej elektroenergetyki w perspektywie najbliższych kilku a nawet kilkunastu lat. Rozważania zawarte w poprzednich częściach niniejszej pracy wskazują jednoznacznie, iż cały mechanizm działania kontraktów długoterminowych funkcjonował niewłaściwie. Ustalenia przyjmowane w tych kontraktach pozbawione były jakichkolwiek racjonalnych podstaw ekonomicznych. Projekcje finansowe, które – formalnie rzecz biorąc – powinny stanowić podstawę do określenia podstawowych parametrów (zwłaszcza cenowych) podpisywanych umów sporządzone zostały w sposób łamiący podstawowe zasady sporządzania poprawnych analiz strumieni finansowych oraz rachunku ekonomicznej efektywności inwestycji. W poprzednim punkcie przedstawiono wybrane konsekwencje tych projekcji dla rzeczywistego układu relacji cen, kosztów i wyników finansowych w przedsiębiorstwach sektora elektroenergetycznego w 1999 roku oraz w pierwszej połowie



roku 2000.

Biorąc pod uwagę zastrzeżenia, jakie od wielu lat były zgłaszane pod adresem kontraktów długoterminowych oraz scharakteryzowane wyżej ich skutki, nie może dziwić fakt, iż od wielu lat, już w trakcie podpisywania ostatnich kontraktów, pojawiały się głosy domagające się ich likwidacji. Zdawano sobie bowiem sprawę z tego, że w takim kształcie, jaki kontrakty długoterminowe przyjęły w Polsce będą one stanowić poważną przeszkodę dla przeprowadzenia radykalnych, rynkowych reform w sektorze elektroenergetyki. W trakcie ostatnich kilku lat zgłoszonych zostało kilka propozycji rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych, które jednak nie zostały zrealizowane. Krótkie przypomnienie istoty zgłaszanych propozycji wydaje się celowe, gdyż pozwala uświadomić szereg istotnych czynników, które wpływały hamująco na tempo reformy sektora elektroenergetycznego w Polsce w latach dziewięćdziesiątych, co w konsekwencji powodowało, że zasady funkcjonowania tego sektora nie nadążają za ogólnym tempem przemian w polskiej gospodarce – tendencje do utrzymywania administracyjnych mechanizmów regulacji w tym sektorze są nadal bardzo silne.

Warto, jak się wydaje, prześledzić historię propozycji rozwiązań kontraktów długoterminowych z dwu co najmniej względów. Po pierwsze, analiza zgłaszanych propozycji rozwiązań dobrze ilustruje ewolucję poglądów w tym zakresie. Kolejne propozycje ewoluowały od bardzo nierealnych, wręcz naiwnych, do uwzględniających podstawowe uwarunkowania i przeszkody, których pokonanie warunkuje znalezienie rozwiązań możliwych do zastosowania w praktyce. Po drugie, koncepcje rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych były opracowywane w ramach sektora elektroenergetycznego, głównie przez PSE S.A., co powodowało, że proponowane rozwiązania były podporządkowane ochronie interesów sektora. Ich akceptacja w szerszym wymiarze ekonomicznym była bardzo trudna. Sytuacja w tym względzie uległa istotnej zmianie w związku z ostatnią koncepcją (Systemu Opłat Kompensacyjnych) przygotowaną przez Urząd Regulacji Energetyki i przyjętą przez Rząd.

Nie ulega wątpliwości, że w sytuacji, gdy około 70% energii w kraju sprzedawanej jest sprzedawanych na warunkach określonych w kontraktach długoterminowych, wprowadzenie sprawnego mechanizmu rynkowego nie jest możliwe. Fakt ten znajduje odzwierciedlenie w propozycjach zmian rynku energii elektrycznej w Polsce, przedstawionych m.in. w opracowaniu zatytułowanym "Model rynku energii elektrycznej w Polsce". Synteza, z kwietnia 1999 roku zakłada się, że udział ten będzie się obniżał, spadając w ciągu roku 1999 poniżej 30%. Niestety trudno jest stwierdzić na podstawie omawianego tekstu, na jakich przesłankach oparte jest przewidywanie tak radykalnego zmniejszenia udziału PSE S.A. w obrocie energią elektryczną. Stwierdzenie, iż będzie to możliwe, jeżeli zostaną utworzone podmioty lub grupy podmiotów zdolne przejąć obowiązki PSE S.A. wynikające z kontraktów długoterminowych niczego nie wyjaśnia, gdyż nie mówi nic o tym, jakie miałyby to być podmioty, jakie bodźce miałyby je skłaniać do przejmowania tych zobowiązań oraz w jaki sposób proces ten miałby być wsparty poprzez likwidację części zobowiązań. Wyrażone przez Autorów przekonanie, że przejmowanie tych zobowiązań będzie dokonywać się bez przeszkód po podziale kosztów przejściowych

między wytwórców i konsumentów nie może być traktowane jako pomysł na rozwiązanie problemu.

Zagadnienie kontraktów długoterminowych poruszane jest ponownie przez Autorów wspomnianego dokumentu przy omawianiu kosztów okresu przejściowego. Pojęcie kosztów okresu przejściowego jest przy tym interpretowane w specyficzny sposób, a mianowicie jako koszty wynikające z faktu, iż część producentów energii elektrycznej może nie być w stanie na konkurencyjnym rynku uzyskać cen, które pokrywałyby wszystkie koszty, w tym także koszty kapitałowe poniesione na stworzenie określonych mocy wytwórczych. Autorzy stawiają zatem pytanie, kto powinien ponieść koszty w odniesieniu do tych przedsiębiorstw, które nie są zdolne płacić za siebie, tj. odzyskiwać zainwestowany kapitał oraz zapewnić możliwość zarobienia uczciwej stawki dochodu dla przedsiębiorstwa w nowej konkurencyjnej strukturze.

Takie postawienie problemu należy uznać za całkowicie błędne i nie odpowiadające deklarowanej filozofii reformy sektora elektroenergetycznego. Podejście to odpowiada bowiem sposobowi regulacji, w którym ceny ustalane są w drodze administracyjnej na poziomie zapewniającym zwrot kosztów z kosztami kapitału łącznie. Nawet jednak w tym systemie (administracyjno-nakazowym) zachodzi konieczność ścisłej kontroli kosztów, w przeciwnym razie wcześniej czy później musi dojść do rozregulowania systemu, czego przykładem jest system regulacji istniejący w schyłkowym okresie realnego socjalizmu w Polsce. Jak wynika z rozważań przeprowadzonych w pierwszym rozdziale tej pracy kontrakty długoterminowe zawierane przez PSE S.A. z wytwórcami energii były oparte na rachunku ekonomicznym, który nie spełniał elementarnych zasad poprawności metodologicznej. W tej sytuacji oczywistym wydaje się, że będą występowały przypadki, kiedy poszczególne elektrownie, w warunkach rynkowej metody kształtowania cen, nie będą w stanie pokryć przychodami ze sprzedaży bieżących kosztów produkcji oraz nakładów kapitałowych. Mając na uwadze istniejącą nadwyżkę, mocy można postawić pytanie, czy ten swoisty rachunek wyrównawczy cen będzie dotyczył wszystkich wytwórców energii elektrycznej, czy dofinansowywanie nieefektywnych przedsiębiorstw będzie dokonywane bezterminowo czy też wreszcie zostaną podjęte działania racjonalizujące procesy wytwarzania energii w Polsce.

Teoretycznie rzecz biorąc, gdyby PSE S.A. nie zobowiązały się do zakupu energii po określonych cenach, problem można by pozostawić do rozwiązania siłom rynkowym. Upraszczając można stwierdzić, że w tych warunkach najmniej efektywne moce wytwórcze zostałyby z rynku wyeliminowane, co byłoby zgodne z założeniami modelu funkcjonowania elektroenergetyki, który ma być wdrożony w Polsce. Istnienie kontraktów długoterminowych komplikuje sprawę i wymaga zaangażowania władz państwowych w rozwiązanie problemu. Konieczność centralnej interwencji w rozwiązanie problemu wydaje się być rozwiązaniem koniecznym. Przy narosłych nieprawidłowościach pozostawienie sposobu rozwiązania problemu samej elektroenergetyce nie będzie możliwe. Wynika to co najmniej z kilku ważnych względów:

- rozwiązanie problemu kontraktów długoterminowych wymaga dopływu kapitału ze źródeł zewnętrznych (spoza elektroenergetyki); tego dopływu bez ingerencji instytucji rządowych nie będzie można zapewnić,
- wysokość kosztów, jakie będą musiały być poniesione musi być przedmiotem ścisłej kontroli; pozostawienie problemu w gestii sektora (wytwórcy, PSE S.A.) z całkowitą pewnością spowoduje ich zawyżenie oraz przerzucenie w całości na barki społeczeństwa,
- sfinansowanie kosztów kontraktów długoterminowych winno być uzależnione od opracowania precyzyjnego programu restrukturyzacji sektora elektroenergetyki, który powinien doprowadzić do dostosowywania wielkości zainstalowanych mocy do rzeczywistych potrzeb gospodarki, ograniczenia programów inwestycyjnych, wyeliminowania najbardziej nieefektywnych producentów, obniżenia kosztów eksploatacji w sektorze, zmniejszenia zatrudnienia itp.,
- wreszcie należy mieć na uwadze, że radykalna restrukturyzacja sektora elektroenergetycznego będzie bardzo trudnym problemem społecznym i z tego względu nie może być poddana wyłącznie oddziaływaniom mechanizmu rynkowego, lecz musi być wspierana osłonowymi działaniami państwa.

W omawianym opracowaniu sygnalizowane jest kilka możliwych sposobów rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych.

Pierwszy sposób sprowadza się do stwierdzenia, że koszty te powinny być poniesione przez właścicieli oraz odbiorców końcowych energii. Ponieważ w chwili obecnej praktycznie rzecz biorąc jedynym właścicielem przedsiębiorstw energetycznych jest państwo, toteż koszty umów długoterminowych, w części nie przeniesionej na odbiorców końcowych (autorzy zakładają rozkład kosztów po 50%), będzie ponosił Skarb Państwa, przy czym będzie to oznaczać spadek dochodów Skarbu Państwa bądź to z tytułu bieżących dochodów z majątku (dywidenda) lub dochodów z tytułu sprzedaży przedsiębiorstw sektora inwestorom prywatnym. Pozostałe 50% kosztów przejścia miało być, zgodnie z analizowaną koncepcją, przeniesione na odbiorców poprzez włączenie ich do kosztów uzasadnionych przy kalkulowaniu taryf. Warto przy tym zwrócić uwagę, iż w omawianych propozycjach nie uwzględnia się w ogóle udziału samych przedsiębiorstw sektora elektroenergetyki w pokrywaniu tych kosztów. Ani przedsiębiorstwa wytwórcze, ani PSE S.A., których nierozważne działania przyczyniły się do powstania tej wysoce niekorzystnej sytuacji nie miały w myśl omawianych propozycji ponosić żadnych konsekwencji; te Autorzy przerzucili w całości na Skarb Państwa i obywateli. Trudno o bardziej dobitny przykład ilustracji sposobu patrzenia na istotne problemy ekonomiczne, charakterystycznego dla przedstawicieli sektora elektroenergetycznego.

Drugi sposób proponowany przez Autorów polega na przesunięciu terminu spłaty zadłużenia na okresy późniejsze. Jak wynika z analizy przeprowadzonej w rozdziale I, w większości kontraktów mamy do czynienia z kumulacją spłat kredytu w stosunkowo krótkim okresie, co powoduje gwałtowny wzrost cen mocy a także energii w tym okresie. Niewątpliwie zmiana harmonogramu spłaty kredytu (wydłużenie okresu spłaty) przyczyniłaby się do złagodzenia problemu, ale nie jego wyeliminowania. Trzeba przy tym mieć świadomość, że uwarunkowana jest zgodą banków na dokonanie zmian warunków umów kredytowych, co może rodzić określone komplikacje. Jeżeli taka zmiana łączyłaby się z wydłużeniem czasu trwania kontraktów, to należy do tej propozycji podchodzić bardzo ostrożnie, gdyż oznacza to przesunięcie rozwiązania problemu w czasie; oznacza przenoszenie w odległą przyszłość problemów, które powinny być rozwiązane tak szybko, jak tylko jest to możliwe.

Trzeci proponowany sposób rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych zakłada możliwość konwersji części długów związanych z tymi kontraktami na akcje. Teoretycznie rzecz biorąc taka koncepcja jest możliwa do wykonania i mogłoby stanowić jeden z lepszych sposobów likwidacji kontraktów długoterminowych. Pozostaje jednak wiele pytań i wątpliwości zarówno o charakterze zasadniczym, ekonomicznym, jak i technicznym. Między innymi należałoby rozważyć następujące kwestie:

- czy banki, które są wierzycielami byłyby zainteresowane dokonaniem tego typu konwersji oraz czy ze względów formalnych (dopuszczalne wskaźniki koncentracji) byłyby w stanie tę konwersję przeprowadzić?
- czy istniałaby możliwość stworzenia rynku długów, na którym banki sprzedawałyby swoje wierzytelności podmiotom zainteresowanym w prywatyzacji producentów energii elektrycznej?
- czy konwersja miałaby być przeprowadzona w oparciu o istniejące przepisy prawa (kodeks handlowy, kodeks cywilny), czy wzorem ustawy o restrukturyzacji finansowej przedsiębiorstw i banków powinna zostać w tym celu uchwalona specjalna ustawa?
- jakie współczynniki konwersji należałoby przyjąć, zważywszy, że zwolnienie z obowiązków kontraktowych oznaczałoby pogorszenie warunków funkcjonowania, przynajmniej części zakładów wytwórczych, a co za tym idzie także ich wartości?
- jeżeli likwidacja zobowiązań kontraktowych przyczyniłaby się do obniżenia wartości niektórych zakładów wytwórczych, to kto miałby ponieść konsekwencje tego spadku?

Udzielenie odpowiedzi na te pytania wymagałoby obszernych studiów i analiz zarówno umów kredytowych, sytuacji przedsiębiorstw, które zaciągnęły kredyty oraz sytuacji i możliwości banków, które udzieliły kredytów. Należałoby zbadać możliwości utworzenia rynku długów, na którym banki mogłyby sprzedawać swe wierzytelności względem elektrowni, itp. Ze względu na skomplikowany charakter zagadnień, które należałoby rozstrzygnąć, ten sposób rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych musiałby być przedmiotem odrębnej analizy; w tym miejscu jest on jedynie sygnalizowany.

Czwarty sposób zlikwidowania zobowiązań z tytułu kontraktów długoterminowych może polegać na wyemitowaniu obligacji (Euroobligacji), które służyłyby refinansowaniu umów kredytowych. Koncepcja emisji takich obligacji została przygotowana przez PSE S.A.<sup>23)</sup> Opiera się ona na następujących założeniach:

- przedmiotem konwersji mają być kredyty inwestycyjne zaciągnięte przez elektrownie o łącznej wysokości ponad 4 mld zł (około 2 mld \$)<sup>24)</sup>,
- instrumentem konwersji będą obligacje wyemitowane na międzynarodowym rynku obligacji (euroobligacje),
- emitentem obligacji będzie PSE S.A.,
- po spłacie kredytów ze środków uzyskanych z emisji obligacji umowy długoterminowe staną się niepotrzebne,
- źródłem obsługi zadłużenia będzie opłata za przesył, w ramach której wyodrębniona zostanie stała opłata, z której przychody przeznaczone zostaną na obsługę zadłużenia,
- konieczne będzie uzyskanie zgody wytwórców na konwersję (likwidację) kontraktów długoterminowych.

Autorzy opracowania stwierdzają, że w wyniku konwersji zadłużenia nastąpi zmniejszenie zdyskontowanych całkowitych kosztów obsługi oraz zmniejszenie wydatków kapitałowych sektora w kilku najbliższych latach. Ponadto, w wyniku konwersji zadłużenia nastąpiłoby przesunięcie około 40% sprzedawanej energii do segmentu rynkowego.

Dla poparcia tych tez Autorzy przedstawiają różnego rodzaju symulacje i wyliczenia poziomu oczekiwanych stóp procentowych na międzynarodowym rynku finansowym,

przypuszczalnego poziomu stopy procentowej, jaką trzeba by płacić emitując obligacje, wydatków na spłatę oprocentowania i rat kapitałowych, wydatków na spłatę kredytów zaciągniętych przez elektrownie i ich oprocentowania itp.

Oceniając realność i racjonalność proponowanych rozwiązań należy zwrócić uwagę na następujące kwestie:

**Po pierwsze**, uruchomienie całego programu uwarunkowane byłoby zgodą na likwidację kontraktów ze strony zainteresowanych wytwórców; Autorzy opracowania jedynie sygnalizują ten problem, wskazując, że uzyskanie takiej zgody nie będzie możliwe bez ingerencji Ministerstwa Skarbu Państwa, Ministerstwa Gospodarki i Ministerstwa Finansów. Mając na uwadze komfort, w jakim znaleźli się wytwórcy energii elektrycznej w wyniku podpisania kontraktów długoterminowych niewątpliwie nie będą oni skłonni łatwo zrezygnować z nabytych praw. Można w związku z tym przypuszczać, że potrzebny byłby długotrwały i żmudny proces negocjacji, w których przedsiębiorstwa posiadające kontrakty domagałyby się dodatkowych korzyści z tytułu odstąpienia od kontraktów. Z tego względu zakładane przez Autorów oszczędności w wydatkach kapitałowych mogłyby w ogóle nie wystąpić lub być znacznie niższe od zakładanych.

**Po drugie**, przedstawione projekcje finansowe należało by poddać weryfikacji przez profesjonalną firmę działającą na międzynarodowym rynku finansowym, gdyż szacunki i prognozy przedstawione przez Autorów są niekompletne i budzą wątpliwości natury metodologicznej. W rezultacie trudno jest jednoznacznie stwierdzić, czy przedstawione w analizowanym opracowaniu korzyści netto są realne. Nie wiemy np. jakich rekompensat domagałyby się banki z tytułu odstąpienia od umów kredytowych. Jest to niezwykle istotna kwestia, gdyż zakładany przez Autorów dodatni spread (różnica między oprocentowaniem kredytów i obligacji) 3,0% lub 3,4% nie będzie stanowił zysku netto z konwersji. Najwyżej możemy mówić o podziale korzyści pomiędzy bankami a innymi uczestnikami transakcji (np. wspomnianymi wcześniej wytwórcami energii). Banki mając zagwarantowane korzystne odsetki nie będą skłonne odstąpić od umów kredytowych, bądź też będą się domagać rekompensaty, która może skonsumować część lub całość zakładanych korzyści. Niestety w omawianym opracowaniu brak jest informacji na ten temat.

**Po trzecie**, dla powodzenia całego przedsięwzięcia decydujące znaczenie miałyby tendencje w zakresie kształtowania się kursów walut. Zaciągnięcie kredytu denominowanego w dolarach (lub innych walutach obcych) wprowadza bardzo istotny czynnik ryzyka walutowego, które nie może być pozostawione bez zastosowania odpowiednich zabezpieczeń. Autorzy opracowania zdają się być nieświadomi istniejącego zagrożenia i nie wskazują, w jaki sposób chcą uporać się z tym problemem. W żadnym wypadku nie można by dopuścić do tego, aby koszty obsługi obligacji były przenoszone w taryfy wynikowo. Przy tak dużej kwocie kredytu konieczne byłoby wprowadzenie skomplikowanych narzędzi zabezpieczenia ryzyka kursowego, co wymaga profesjonalnej wiedzy na temat współczesnych instrumentów rynku kapitałowego służących do tych celów (ubezpieczenia ryzyka kursowego).

**Po czwarte**, z przedstawionych wyliczeń i wykresów wynika, że pozytywnym efektem

konwersji byłoby wyrównanie obciążeń w kolejnych latach. Dzięki temu można by rozłożyć wynikające z konwersji obciążenia bardziej równomiernie w czasie. Nie powodowałyby to gwałtownych zmian cen, z jakimi mamy do czynienia w chwili obecnej w związku z obciążeniami wynikającymi z umów kredytowych, które to obciążenia są skumulowane w stosunkowo krótkim czasie. Ze względu na wcześniej podnoszoną niekompletność rachunku trudno jest stwierdzić, czy rozkład ten wyglądałby rzeczywiście tak, jak przedstawiają to Autorzy. Ponadto warto także zwrócić uwagę, że jakkolwiek wydłużenie okresu finansowania kosztów przejścia jest do pewnego stopnia korzystne, to nadmierne wydłużanie tego okresu może pociągać za sobą także negatywne skutki np. w postaci stosowania rozwiązań niepełnych czy przejściowych, które wprawdzie umożliwią spłatę zobowiązań w planowanym okresie, ale będą ograniczać zakres i tempo rynkowych reform sektora.

**Po piąte**, przeprowadzenie procesu restrukturyzacji zadłużenia wytwórców energii elektrycznej musi być dokonane z równoczesnym przeprowadzeniem restrukturyzacji innych sfer funkcjonowania przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego, o czym wspominaliśmy wyżej. Wydaje się, że opracowanie i nadzór nad programem restrukturyzacji sektora powinny być dokonane przez podmioty spoza sektora. Można np. zaproponować powołanie zespołu rządowego, który zatrudniłby specjalistyczną firmę do celów opracowania i wdrożenia programu restrukturyzacji (np. Agencja Rozwoju Przemysłu).

**Po szóste**, zasadnicze zastrzeżenia budzi powierzenie odpowiedzialności za przeprowadzenie operacji konwersji zadłużenia kredytowego na obligacje PSE S.A. Jak dotąd PSE S.A. źle wywiązywały się z pełnienia funkcji koordynacyjnych, co przejawiało się dbaniem przede wszystkim o interes sektora (np. zbyt duża liczba kontraktów) a nie interes gospodarki czy społeczeństwa. Nie ma żadnych gwarancji czy ta sytuacja ulegnie zmianie i czy znowu nie powstaną dodatkowe koszty, które w ostateczności będzie musiało ponieść społeczeństwo. Można sugerować, aby funkcje te przejęła Agencja Rozwoju Przemysłu, która ma doświadczenia w zakresie realizacji programów restrukturyzacji a równocześnie jest instytucją związaną z rządem.

Koncepcja restrukturyzacji kontraktów długoterminowych jest także przedmiotem analiz w dokumencie przygotowanym przez Ministerstwo Gospodarki pod tytułem: Wstępna analiza metod restrukturyzacji kontraktów długoterminowych pod kątem realizacji funkcji celu (projekt z 17 maja 1999 r.)<sup>25)</sup>.

Autorzy opracowania wychodzą z powszechnie podzielanego założenia, że w sytuacji, gdy w roku 1999 udział energii sprzedawanej w ramach kontraktów długoterminowych wynosi 70%, a w roku 2000 wzrośnie do 75%, wdrożenie rynkowego mechanizmu nie będzie możliwe.

Autorzy opracowania, stwierdzając, iż prezentują wspólne stanowisko Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Skarbu Państwa oraz Ministerstwa Finansów proponują cztery sposoby rozwiązania problemu kontraktów<sup>26)</sup>:

- cesja na spółki dystrybucyjne,
- sprzedaż do spółek obrotu,
- konwersja (sekurytyzacja),
- tzw. prywatyzacja.

Istotną zaletą omawianej propozycji jest to, że formułowane są w niej cele, jakim służyć ma restrukturyzacja kontraktów długoterminowych. Wśród tych celów Autorzy wymieniają:

- możliwie maksymalne i szybkie otwarcie rynku dla konkurencji,
- stworzenie warunków dla prywatyzacji, przy czym przyjęto, że warunki optymalne dla prywatyzacji są następujące:
  - możliwość przeprowadzenia procesu w szybkim tempie,
  - uzyskanie możliwie maksymalnych wpływów z prywatyzacji,
  - wzrost konkurencyjności, tzn. zastąpienie kontraktowych gwarancji zbytu energii zachowaniami proefektywnościowymi (redukcja kosztów) wymuszonymi konkurencją,
  - spowolnienie wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,
  - zniesienia zagrożenia spłaty kredytów gwarantowanych przez Skarb Państwa.

Przedstawione wyżej cele są na tyle ogólne, a tym samym nie budzące wątpliwości, że trudno jest formułować pod ich adresem zastrzeżenia. Jedna kwestia wymaga wszakże pewnego komentarza. Autorzy stwierdzają mianowicie, że jednym z celów jest wzrost konkurencyjności w drodze zastąpienia kontraktowych gwarancji zachowaniami proefektywnościowymi wymuszonymi konkurencją. Należy w związku z tym powtórzyć to, co powiedzieliśmy wcześniej. We wszystkich propozycjach rozwiązania problemu



kontraktów długoterminowych nie bierze się pod uwagę, że sytuacja w jakiej znaleźli się wytwórcy energii elektrycznej jest dla nich na tyle komfortowa, że nie będą skłonni zgodzić się na jej zmianę. Jest to jeden z najważniejszych czynników utrudniających rozwiązanie problemu kontraktów długoterminowych. Jeżeli weźmiemy pod uwagę, że również banki mogą nie być skłonne zrezygnować z korzystnych dla siebie umów, to każda próba rozwiązania musi za punkt wyjścia brać koszty, jakie będą konieczne do poniesienia, aby skłonić te dwie kluczowe grupy podmiotów zaangażowanych w kontrakty długoterminowe do odstąpienia od przysługujących im uprawnień. Wszystkie propozycje restrukturyzacji kontraktów długoterminowych nie doceniają, naszym zdaniem, należycie tego czynnika, co ogranicza ich wykonalność oraz podważa szacunki korzyści, jakie ma się nadzieję dzięki planowanym działaniom osiągnąć.

Następnie Autorzy przedstawiają krótką charakterystykę poszczególnych metod restrukturyzacji kontraktów oraz efektów, jakie dzięki temu można osiągnąć. Ponieważ po części metody te pokrywają się z omówionymi wyżej, a z drugiej strony są na tyle nieprecyzyjne, że trudno wyrobić sobie pogląd na to, jak procesy te miałyby być zrealizowane w praktyce, toteż nie będziemy ich omawiać, ograniczymy się natomiast do komentarza dotyczącego efektów, jakie zamierza się osiągnąć.

Najważniejszym efektem cesji kontraktów byłoby, zdaniem Autorów cytowanego opracowania, częściowe otwarcie rynku energii elektrycznej dzięki temu, że na rynku tym działałoby więcej podmiotów handlujących bezpośrednio z wytwórcami energii. Trudno zgodzić się jest z takim poglądem, gdyż w istocie rzeczy ten sposób rozwiązania problemu polega nie na likwidacji kontraktów długoterminowych i związanych z nimi ograniczeń wprowadzenia mechanizmów rynkowych, ale na przeniesieniu zobowiązań ze szczebla PSE S.A. na szczebel spółek dystrybucyjnych oraz firm obrotu energią. Tak więc ceny energii elektrycznej byłyby w dalszym ciągu ustalane nie w wyniku relacji podaży i popytu, ale w wyniku ustaleń zawartych w kontraktach długoterminowych. Problem kontraktów długoterminowych polega nie tyle na tym, że PSE S.A. zobowiązały się zakupić określoną ilość energii elektrycznej w długim okresie od jej wytwórców, ani nawet nie na tym, że zakup ten nastąpi po cenach określonych w kontraktach, ale na tym że sposób ustalenia tych cen nie miał nic wspólnego z mechanizmem rynkowym. Ponadto, o czym wspominają Autorzy omawianego opracowania, ze względu na zróżnicowane warunki poszczególnych kontraktów ich "sprawiedliwy" podział pomiędzy spółki dystrybucyjne nie byłby możliwy, co z kolei łączyłoby się z koniecznością wdrożenia skomplikowanego mechanizmu wyrównywania warunków działania poszczególnych spółek, który stwarzałby nowe możliwości manipulowania cenami.

Cesja na firmy obrotu, wymieniona jako jeden z możliwych sposobów rozwiązania problemu kontraktów nie jest w omawianym opracowaniu przedmiotem analiz, gdyż, jak słusznie zauważają Autorzy, spółki te są zbyt słabe kapitałowo, aby wytwórcy energii i banki zaakceptowały ryzyko, jakie powstałoby w związku z przejściem zobowiązań przez niewiarygodnych partnerów. Zgadzając się z tym stwierdzeniem całkowicie należy dodać, iż problem ten pojawi się przy każdej próbie zmiany "dłużnika" banków i wytwórców.

W odniesieniu do konwersji zadłużenia na obligacje oczekuje się, iż dzięki wprowadzeniu tego rozwiązania spadną koszty obsługi zadłużenia, a także zwiększy się stopień otwarcia rynku. Jeżeli chodzi o pierwszy rodzaj efektów, to jak już podkreślaliśmy wcześniej spadek kosztów obsługi długu nie jest wcale pewny, a przynajmniej korzyści musiałyby być przedmiotem podziału pomiędzy wytwórcami i bankami. Oznaczałoby to konieczność podjęcia żmudnych i zapewne długotrwałych negocjacji, które nie muszą zakończyć się sukcesem. W tej sytuacji postęp w zakresie otwierania rynku uzależniony byłby od postępu w dokonywaniu konwersji, co utrudnia opracowanie harmonogramu wdrażania rozwiązań rynkowych.

Z kolei wariant "prywatyzacji" przyczyniłby się, zdaniem Autorów, do sukcesywnego otwierania rynku na konkurencję, w miarę postępu procesu prywatyzacji przedsiębiorstw sektora, której towarzyszyłaby likwidacja kontraktów długoterminowych. Autorzy mają świadomość, że ten sposób likwidacji zobowiązań wynikających z kontraktów długoterminowych pociągnie za sobą określone koszty. Nie podejmują jednak próby analizy wielkości tych kosztów – nie przedstawiają także mechanizmu ich sfinansowania, ograniczając się do stwierdzenia, że koszty te znajdą odzwierciedlenie w cenach uzyskiwanych ze sprzedaży inwestorom prywatnym przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

---

<sup>20)</sup> Dane liczbowe stanowiące podstawę analizy w tym punkcie opracowania zostały udostępnione przez Urząd Regulacji Energetyki.

<sup>21)</sup> Do najważniejszych konwencji międzynarodowych należy zaliczyć:

- Konwencję w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza na dalekie odległości i protokoły do niej, czyli protokół siarkowy oraz Protokół w sprawie przeciwdziałania zakwaszeniu, eutrofizacji i powstawaniu ozonu w warstwie przyziemnej (tzw. II protokół azotowy),

- Ramową konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu i protokół do niej - Protokół z Kioto,

- Traktat o Unii Europejskiej z dnia 7 lutego 1992 r. (Traktat z Maastricht).

<sup>22)</sup> Por. Biuletyn Miesięczny PSE S.A. nr 10/2000

<sup>23)</sup> Por. Kontrakty długoterminowe, rynek energii a bilans finansowy sektora: Prpopozycja zadłużenia sektora jako narzędzia dla otwarcia rynku energii oraz złagodzenia problemów finansowych, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 30 marca 1999 roku.

<sup>24)</sup> Z procesu restrukturyzacji proponuje się włączyć kredyt na budowę Elektrowni Opole w wysokości 5,8 mld ze względu na tryb podejmowania decyzji o rozpoczęciu budowy (decyja centralna).

<sup>25)</sup> Por. Wstępna analiza metod restrukturyzacji kontraktów długoterminowych pod kątem realizacji funkcji celu, Ministerstwo Gospodarki, maj 1999 r.

<sup>26)</sup> j. wyżej, s.1.

---

[\[ III. Kontrakty długoterminowe ... \]](#) [\[ Spis treści \]](#) [\[ III.4. System opłat kompensacyjnych ... \]](#)

Data publikacji : 05.08.2005

[Poprzedni Strona](#)  
[Następny Strona](#)