

Informacja
o decyzji w sprawie taryfy dla energii elektrycznej Polskich Sieci
Elektroenergetycznych S.A. z siedzibą
w Warszawie

W dniu 31 sierpnia 2001 r. wpłynął do URE wniosek Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. z siedzibą w Warszawie, zwanych dalej „Przedsiębiorstwem”, o zatwierdzenie IV taryfy dla energii elektrycznej na okres od 1 stycznia 2002 r. do 30 czerwca 2002 r.

Po rozpatrzeniu przedmiotowego wniosku decyzją nr DTA-821/2661-D/2/2001/JB z dnia 2 października 2001 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmówił zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej ustalonej przez Przedsiębiorstwo z następującym uzasadnieniem.

W latach 1993-1998 Przedsiębiorstwo zawarło z przedsiębiorstwami wytwórczymi kontrakty długoterminowe (KDT) na odbiór określonych ilości energii elektrycznej. Celem zawarcia tych kontraktów było stworzenie gwarancji finansowych, niezbędnych dla umożliwienia (koniecznej z uwagi na międzynarodowe zobowiązania w zakresie ekologii) modernizacji źródeł wytwórczych. Konsekwencją powyższego są tzw. Minimalne Ilości Energii (MIE) przypadające na 33 spółki dystrybucyjne. Przed 1 lipca 2001 r. MIE pokrywały około 68% całkowitego zapotrzebowania spółek dystrybucyjnych na energię elektryczną sprzedawaną ostatecznie odbiorcom końcowym, co w powiązaniu z przepisami art. 9 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne i rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. (Dz. U. Nr 122, poz. 1336) wprowadzającymi obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł pracujących w skojarzeniu z ciepłem spowodowało znaczne ograniczenie ilości energii pozostającej w obszarze konkurencyjnego rynku energii, stwarzając groźbę całkowitego zahamowania rozwoju tego rynku. Z tego względu w roku taryfowym 2001/2002 rozpocząłem proces obniżania udziału MIE w pokrywaniu zapotrzebowania odbiorców, który ma na celu powiększanie wolumenów energii podlegających wolnorynkowym, bilateralnym transakcjom realizowanym na warunkach konkurencyjnych, a ponadto jest spójny z koncepcją stopniowego wdrażania Systemu Opłat Kompensacyjnych (SOK).

W przedłożonej do zatwierdzenia taryfie dla energii elektrycznej Przedsiębiorstwo przyjęło na okres obowiązywania taryfy MIE w wysokości 30,2 TWh, co daje łączną roczną ich wysokość równą 60,2 TWh. Nie następuje więc realne obniżenie poziomu MIE. Zważywszy na okoliczność wynikającą z postanowień § 3 ust. 1 pkt 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671), zgodnie z którym z dniem 1 stycznia 2002 r. prawo do korzystania z usług przesyłowych uzyskuje kolejna, liczna grupa odbiorców, może nastąpić potencjalnie duży wzrost podmiotów chcących uczestniczyć w konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Z analiz rynku energii prowadzonych przez URE wynika, że znaczny udział MIE w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną jest główną przeszkodą w rozwoju konkurencji na tym rynku. Problem ten nasila się w obliczu obserwowanego w ostatnich latach braku wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorców końcowych. Mając na uwadze przepis art. 21 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym **do zadań Prezesa URE należy promowanie konkurencji**, nie mogę zaakceptować wysokości MIE zaproponowanych przez Przedsiębiorstwo w przedłożonej do zatwierdzenia taryfie.

W przedłożonej przez Przedsiębiorstwo do zatwierdzenia taryfie dla energii elektrycznej obserwuje się wzrost cen energii elektrycznej o ponad 5%, przy czym wzrost ceny energii w strefie czasowej „pozostałe godziny doby” jest relatywnie wyższy. Tendencja ta pojawia się nie pierwszy raz. Dokonywana przez Przedsiębiorstwo od pewnego czasu przebudowa struktury taryfy w zakresie obrotu energią elektryczną nie jest jednak oparta o rzetelną analizę kształtowania się tych cen w oparciu o koszty krańcowe, a powoduje w efekcie skutek w postaci wyższej dynamiki wzrostu opłat za energię elektryczną dla odbiorców zużywających stosunkowo duże ilości w okresach niskiego obciążenia systemu elektroenergetycznego. Niepokojące sygnały w tym zakresie napływają do URE, co wobec braku wystarczających sygnałów o cenie krańcowej emitowanych przez niedoskonałe jeszcze w kraju rynki dobowo-godzinowe (rynek bilansujący i giełdowy) powinno skłonić Przedsiębiorstwo do głębszego przeanalizowania zagadnienia.

W ceny i stawki opłat zawarte w przedłożonej do zatwierdzenia taryfie Przedsiębiorstwo w kalkulowało tzw. „koszty utraconych korzyści”, które zdaniem Przedsiębiorstwa wynikają z faktu, iż III taryfa (zatwierdzona 6 lipca 2001 r.) weszła w życie dopiero w dniu 21 lipca 2001 r., a nie jak to zakładało Przedsiębiorstwo w dniu 1 lipca 2001 r. Stanowisko w przedmiotowej sprawie wraz ze stosownymi wyjaśnieniami zostało wyartykułowane w moim piśmie z dnia 1 sierpnia 2001 r., znak: DTA-E/610/2858/2001/ToK skierowanym m.in. do Prezesa Zarządu PSE S.A.

W moim przekonaniu „koszty utraconych korzyści” nie tylko nie mieszczą się w kategorii kosztów uzasadnionych, o których mowa w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeniu taryfowym, co więcej dopuszczenie przeze mnie do precedensu zatwierdzenia skalkulowanych w przedstawiony sposób cen i stawek opłat w taryfie mogłoby spowodować w przyszłości sytuację, w której przedsiębiorstwa energetyczne ubiegające się o zatwierdzenie taryfy, w świadomości, że upływ czasu nie stanowi dla nich zagrożenia nie uzyskania założonego poziomu przychodów, będą w sposób nieskrępowany prowadzić w nieskończoność spory i negocjacje z Prezesem URE odnośnie kształtu taryf.

We wniosku o zatwierdzenie taryfy Przedsiębiorstwo przedstawiło kalkulację stawki systemowej opłaty przesyłowej. Zgodnie z § 17 ust. 2 rozporządzenia taryfowego stawkę systemową kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na składniki:

- 1) jakościowy,
- 2) rekompensujący,
- 3) wyrównawczy.

Na podstawie § 20 ust. 1 rozporządzenia taryfowego składnik jakościowy stawki systemowej kalkuluje się na podstawie kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii. Z kolei w oparciu o przepisy § 20 ust. 2 tego rozporządzenia koszty powyższe obejmują koszty:

- 1) zakupionych, przez operatora systemu przesyłowego, niezbędnych rezerw mocy i usług systemowych, na podstawie cen ustalonych w taryfach lub na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, albo cen negocjowanych,
- 2) zakupionej, przez operatora systemu przesyłowego, niezbędnej ilości energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw, określonych jako różnica między płatnościami za energię elektryczną a przychodami ze sprzedaży tej energii na rynku bilansującym, zwane dalej „kosztami ograniczeń”.

Przedsiębiorstwo, pełniące funkcję operatora systemu przesyłowego, jako strona KDT zaangażowane jest jednocześnie w działalność obrotu energią elektryczną, a w celu prowadzenia tej działalności utworzyło nawet spółkę zależną o nazwie „PSE-Electra” Sp. z o.o., w której posiada 100% udziałów. Do zadań operatora systemu przesyłowego należy m.in. dysponowanie mocą jednostek wytwórczych. W zaistniałej sytuacji, w której

Przedsiębiorstwo realizuje jednocześnie umowy zakupu energii elektrycznej, których jest stroną, koszty ograniczeń, podobnie jak koszty usług systemowych i rezerw mocy są kosztami w części zależnymi od Przedsiębiorstwa i przez nie kontrolowanymi.

W związku z tym koszty te nie mogą zostać uznane w całości za uzasadnione. Przenoszenie całości tych kosztów na odbiorców nie stwarza bowiem żadnych bodźców dla Przedsiębiorstwa do ich obniżania. Trzeba także dodać, że koszty zakupu usług systemowych i rezerw mocy, zgodnie z przytoczoną wcześniej treścią § 20 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia taryfowego, mogą być ustalane na podstawie cen ustalonych na rynku konkurencyjnym, albo cen **negocjowanych**. Zważywszy, że na mocy uprawnienia wynikającego z art. 49 ustawy - Prawo energetyczne z dniem 1 lipca 2001 r. uznałem przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną za działające na rynku konkurencyjnym i zwolniłem je z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, kompetencje w zakresie zorganizowania stosownych procedur, a także negocjacje prowadzone z dostawcami w sprawie zakupu usług systemowych i rezerw mocy, **spoczywają na Przedsiębiorstwie**. Dalsze doskonalenie tych procedur zmierzające do optymalizacji i obniżania kosztów usług systemowych i rezerw mocy, pozostaje zatem w gestii Przedsiębiorstwa. Zważywszy ponadto na postanowienia:

– art. 1 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym celem tej ustawy jest m.in. tworzenie warunków do rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów,

– art. 45 ust. 1 ww. ustawy, zgodnie z którym taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła powinny zapewniać:

- 1) pokrycie **uzasadnionych** kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi i energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska,
- 2) ochronę interesów odbiorców przed **nieuzasadnionym** poziomem cen,

uznałem, że tylko część kosztów ograniczeń oraz usług systemowych i rezerw mocy przedstawionych przez Przedsiębiorstwo może zostać uznana za koszty uzasadnione, co będzie w moim przekonaniu stanowić wystarczający bodziec dla Przedsiębiorstwa do minimalizacji tych kosztów w przyszłości.

Zgodnie z § 20 ust. 5 rozporządzenia taryfowego składnik wyrównawczy stawki systemowej kalkuluje się w oparciu o koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych, ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, określone jako suma różnic między zweryfikowanymi planowanymi płatnościami wynikającymi z umów sprzedaży mocy i energii, zawartych **między wytwórcami i przedsiębiorstwem energetycznym** zajmującym się obrotem oraz przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej **za pomocą sieci przesyłowej**, a planowanymi przychodami ze sprzedaży tych mocy i energii na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne.

W istocie chodzi tu o koszty wynikające z konieczności dokonywania spłat rat i odsetek od kredytów długoterminowych zaciągniętych przez przedsiębiorstwa wytwórcze dla sfinansowania, wspomnianego już wcześniej, programu inwestycyjnego w zakresie modernizacji źródeł wytwórczych. Według szacunków Przedsiębiorstwa, zawartych we wniosku z dnia 18 maja 2001 r. o zatwierdzenie III taryfy, w roku taryfowym 2001/2002 poziom tych kosztów waha się w przedziale od 2,7 mld do 3,2 mld zł. Rozbieżność w przedstawianych danych liczbowych wskazuje na pewien subiektywizm w prognozowaniu ww. kosztów, co zważywszy na ich skalę (stanowią one ponad 12% przychodów całego

sektora elektroenergetycznego zaplanowanych na okres od 1 lipca 2001 r. do 30 czerwca 2002 r.) nie może nie zostać poddane wnikliwej ocenie.

Z przytoczonej wcześniej treści przepisu § 20 ust. 5 rozporządzenia taryfowego wynika, że koszty, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne określone są jako suma różnic między zweryfikowanymi planowanymi płatnościami wynikającymi z umów sprzedaży mocy i energii, zawartych między wytwórcami i przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem oraz przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej. Przepis ten nie precyzuje co prawda, kto miałby dokonywać weryfikacji owych planowanych płatności, tym niemniej należy przytoczyć w tym miejscu przepisy art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. b) ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym do kompetencji Prezesa URE należy **analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach**, a także przepisy art. 45 ust. 1a tej ustawy, na mocy którego z kolei w kosztach uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej uwzględnia się koszty, które wynikają z nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993-1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej, **w części jaką zatwierdzi Prezes URE**, z uwzględnieniem przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o którym mowa w art. 49 ust. 1.

Z przytoczonych powyżej przepisów ustawy wynika więc, że to Prezes URE jest uprawniony do dokonania weryfikacji planowanych płatności, o których mowa w § 20 ust. 5 rozporządzenia taryfowego.

Z syntezy opracowania pt. „Kontrakty długoterminowe na dostawę energii elektrycznej jako determinanta poziomu cen dla odbiorców oraz wzrostu efektywności przedsiębiorstw sektora energetycznego” (Kraków, lipiec 1999), wykonanego na zlecenie Urzędu Regulacji Energetyki przez pracowników Centrum Badań nad Sektorem Finansowym Akademii Ekonomicznej w Krakowie wynika, że kontrakty długoterminowe były zawierane niejednokrotnie z naruszeniem zasad rachunku ekonomicznego, a projekcje finansowe w nich zawarte były niespójne i opracowane niekiedy w oparciu o błędne założenia. Opracowanie to wskazuje na nieprawidłowości, które wystąpiły przy zawieraniu ww. kontraktów. W dokumencie tym m.in. stwierdzono, że „(...) kontrakty długoterminowe determinują poziom cen mocy i energii, natomiast nie można ich traktować jako czynnik wzrostu efektywności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego. Kontrakty stały się determinantą poziomu cen energii elektrycznej za sprawą arbitralnie przyjętych założeń dotyczących niektórych wielkości ekonomicznych (np. cen węgla) oraz uproszczeń i błędów w zastosowanych metodach rachunku efektywności przedsięwzięć modernizacyjnych, projektowanych i realizowanych zgodnie z postanowieniami umów zawartych pomiędzy PSE i przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi. Wiele spośród tych założeń, a także przyjętych wielkości, odgrywających rolę parametrów w rachunku efektywności inwestycji oraz w analizie i ocenie ekonomiczno-finansowej, pozbawionych jest realizmu i racjonalności ekonomicznej, co stawia pod znakiem zapytania przydatność uzyskanych wyników jako podstawy wyznaczania poziomu cen energii elektrycznej. Również sposób przeprowadzenia rachunku oraz dokonana na jego podstawie ocena efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych budzą liczne zastrzeżenia natury formalnej i merytorycznej” (str. 5). (...) „Reasumując wyniki analiz i ocen (...) stwierdzamy, że cząstkowe i końcowe wyniki projekcji finansowej przedsięwzięć modernizacyjnych zostały w znacznie większym stopniu ukształtowane przez przyjęte założenia i „kryteria” wyrażające intencje podpisanych umów, niż przewidywane, rzeczywiste efekty i nakłady związane z projektowanymi przedsięwzięciami inwestycyjnymi i w ich ramach realizowanymi kierunkami i rodzajami postępu technicznego” (str. 14). (...)

„kontrakty długoterminowe zawierane przez PSE S.A. z wytwórcami energii były oparte na rachunku ekonomicznym, który nie spełniał elementarnych zasad poprawności metodologicznej; zamiast weryfikować efektywność podejmowanych inwestycji stanowił narzędzie uzasadnienia przyjętego w kontraktach poziomu cen na energię elektryczną” (str. 32).

Biorąc powyższe pod uwagę, można wnioskować, iż zawieranie kontraktów w taki sposób – jak to wskazano w opracowaniu – przyczyniło się do wygenerowania wysokich cen zakupu energii i wynikających stąd zobowiązań Przedsiębiorstwa. Natomiast skutki takiego działania próbuje się obecnie przenieść w taryfach bezpośrednio na finalnych odbiorców energii, czego nie można uznać za uzasadnione i społecznie akceptowalne.

W tej sytuacji zdecydowałem nie uznać części kosztów wynikających z KDT, przedstawionych przez Przedsiębiorstwo we wniosku o zatwierdzenie taryfy, za koszty uzasadnione.

We wniosku o zatwierdzenie taryfy Przedsiębiorstwo przedstawiło kalkulację m.in. składnika stałego stawki sieciowej. Kalkulacja tego składnika została przeprowadzona przez Przedsiębiorstwo m.in. w oparciu o koszty wynikające z nakładów na budowę połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja oraz z zawartego w związku z tym kontraktu długoterminowego. Moje wątpliwości odnośnie ww. inwestycji pojawiły się już na etapie zatwierdzania III taryfy Przedsiębiorstwa i były poruszone w trakcie spotkania z Ministrem Gospodarki, na którym to spotkaniu przedstawiciel PSE S.A. jednoznacznie stwierdził, iż wybudowanie owego kabla było realizacją umowy rządowej.

Mając wątpliwości odnośnie tej sprawy, w piśmie z dnia 26 czerwca 2001 r. znak: DTA-610/2500/2001/JB, skierowanym do Szefa Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, Ministra Gospodarki oraz do Ministra Spraw Zagranicznych, zwróciłem się z zapytaniem, czy istnieje rządowa umowa między Polską i Szwecją, dotycząca budowy kabla prądu stałego. Zarówno Szef Kancelarii Prezesa Rady Ministrów jak i Minister Spraw Zagranicznych nie potwierdzili faktu zawarcia takiej umowy. Również w piśmie Przedsiębiorstwa z dnia 27 czerwca 2001 r. znak: NZ/1142/2001 stwierdzono, że *„formalnej umowy rządowej związanej z realizacją połączenia Polska Szwecja za pomocą kabla prądu stałego nie ma”*. Nie jest zatem do końca jasne czy umowę taką mogło samodzielnie zawrzeć przedsiębiorstwo energetyczne jakim są PSE S.A. – szczególnie w kontekście przepisów art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym obowiązek świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw i energii ograniczony został do paliw i energii wydobywanych i wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych.

Biorąc pod uwagę powyższe wątpliwości, a także argumenty i wątki sprawy, które zrodziły się w trakcie dyskusji na etapie zatwierdzania III taryfy zdecydowałem wówczas nie uznać części kosztów wynikających z nakładów na budowę ww. kabla za koszty uzasadnione. Nie ma więc powodów, aby zatwierdzając IV taryfę, moje stanowisko w przedmiotowej sprawie uległo zmianie. Tymczasem Przedsiębiorstwo skalkulowało składnik stały stawki sieciowej w oparciu o całkowitą kwotę kosztów związanych z kablem Polska-Szwecja. W zaistniałej sytuacji nie mogę uznać tych kosztów za uzasadnione.

Należy także dodać, że powyższe koszty nie mogą zostać zakwalifikowane do kategorii kosztów uzasadnionych, o których mowa w zacytowanym wcześniej art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, gdyż przedmiotowa inwestycja polegająca na budowie połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja z całą pewnością nie jest inwestycją podjętą przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, ani także nie służy poprawie efektywności wytwarzania tej energii.

Pozytywne rozpatrzenie wniosku o zmianę taryfy spowodowałoby wzrost kalkulacyjnych przychodów Przedsiębiorstwa w roku taryfowym 2001/2002 o ponad 300 mln


zł w porównaniu z przychodami jakie Przedsiębiorstwo uzyskałoby przy obecnie obowiązujących cenach i stawkach opłat. Powyższy wzrost odpowiadałby konieczności dodatkowego podwyższenia taryf dla odbiorców końcowych o około 1,4%, przy czym pamiętać należy, że zgodnie z zatwierdzonymi w czerwcu 2001 r. taryfami dla energii elektrycznej średni wzrost opłat za energię elektryczną w okresie 1 lipca 2001 r. – 30 czerwca 2002 r. w stosunku do opłat z roku 2000 już ukształtował się na poziomie 16,4%.

Zatem biorąc pod uwagę powyższe nie mogę wyrazić zgody na dodatkowe podwyższanie taryf dla energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom finalnym, w tym zarówno gospodarstwom domowym jak i odbiorcom przemysłowym.

Przedmiotowa decyzja została przekazana stronie.

Z upoważnienia
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

p.o. DYREKTOR
DEPARTAMENTU TARYF



Tomasz Kowalak

Warszawa, dnia 3 października 2001 r.