

**NR 2**  
**2000**

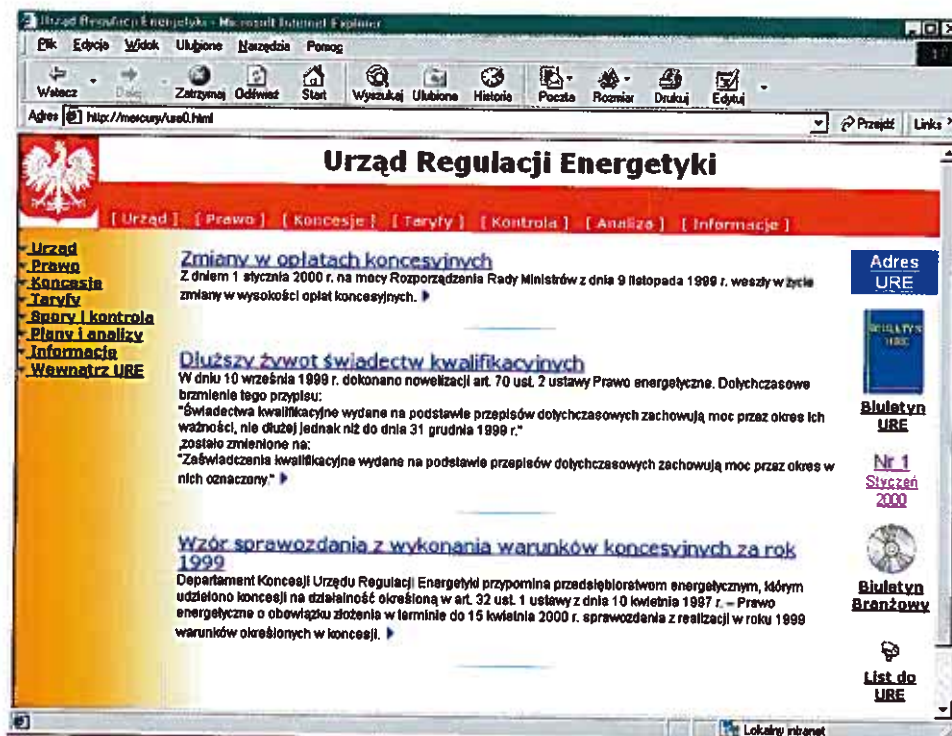
1 marca 2000

**BIULETYN**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

w numerze m. in.:

- **Spółki dystrybucyjne**  
– analiza porównawcza
- **Orzecznictwo Sądu**  
**Antymonopolowego**
- **Sprawozdanie**  
**koncesjonariusza**
- **Regulacja w wojsku**

# Strona internetowa Urzędu Regulacji Energetyki: www.ure.gov.pl



## OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy!

*W kolejnym numerze Biuletynu URE dr Mirosław Duda w swoim felietonie poświęconym praktyce regulacji taryf przedsiębiorstw energetycznych zwraca uwagę, iż „w procesie regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych zawsze pozostanie duża sfera zagadnień nie objętych literalnym przepisem, gdzie powinny mieć zastosowanie intencje ustawodawcy wyrażone w przepisach ogólnych oraz zwyczajny rozsądek i logika.” Felieton ten jest pierwszym z serii publikacji, przedstawiających ciekawe propozycje praktyki regulacyjnej.*

*Problemom związanym z narzędziami prawnymi, używanymi przy zatwierdzaniu taryf w elektroenergetyce poświęcony jest artykuł dr. inż. Tadeusza Kowalaka.*

*Mamy nadzieję, że z zainteresowaniem przeczytają Państwo opracowanie analizy porównawczej 33 zakładów energetycznych działających w polskim podsektorze dystrybucji energii elektrycznej oraz modelu regulacji porównawczej, przygotowane na zlecenie Prezesa URE przez Pawła Urbańskiego z Politechniki Warszawskiej.*

*W ostatnim czasie zauważyć można coraz większe zaangażowanie firm typu ESCO (Energy Saving Company) w modernizację obiektów energetycznych. Oferta firm tego typu ze względu na ilość oraz wielkość potencjalnych inwestycji budzi wiele nadziei. O sprawach związanych z inwestycjami energooszczędnymi pisze Jacek Biedrzycki.*

*Wkładka do Biuletynu obok tradycyjnie już publikowanych zestawień koncesji udzielonych przez Prezesa URE w ostatnim okresie oraz taryf dla ciepła i energii elektrycznej zawiera wzór sprawozdania koncesjonariusza z działalności w 1999 roku, dostępnego także na stronach internetowych URE. Przypomnijmy, że 15 kwietnia br. upływa termin złożenia tych dokumentów Prezesowi URE.*

*Biurowo Komunikacji Społecznej i Informacji*

## SPIS TREŚCI

Regulacja przedsiębiorstw i zatwierdzanie taryf	2
Analiza porównawcza spółek dystrybucyjnych	8
Finansowanie przez stronę trzecią inwestycji energooszczędnych	15
Rozstrzygnięcie sporów przez Prezesa URE	18
Koszty uzasadnione i równoważenie interesów	21
Orzecznictwo Sądu Antymonopolowego w sprawach regulacji energetyki w 1999 r.	23
Rozliczanie kosztów dostawy ciepła dla użytkowników lokali	26
Energetyczne wykorzystanie promieniowania słonecznego	30
Informacje i komunikaty	33

### BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Redaguje: Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE

Adres Redakcji: 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel. 661 62 22, fax 661 62 24

Skład, łamanie i organizacja druku: Studio Literka, ul. Walecznych 61, 03-920 Warszawa, tel./fax 671 73 51. Oddano do druku 22 lutego 2000 r.

Nakład: 3000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 12,-

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (022) 661 62 22  
Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 10101010-2873-223-1, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

# REGULACJA PRZEDSIĘBIORSTW I ZATWIERDZANIE TARYF. NARZĘDZIA PRAWNE REGULACJI

dr inż. Tomasz Kowalak

## KALENDARIUM PROCESU WDRAŻANIA REFORMY ELEKTROENERGETYKI I WYNIKAJĄCE Z NIEGO PROBLEMY REGULACJI TARYF

Terminy określone w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”, oraz aktach wykonawczych wydanych na podstawie delegacji określonych w tej ustawie, tworzyły (w zamyśle ich autorów) pewną logiczną sekwencję.

Ustawa została ogłoszona 4 czerwca 1997 r. z półrocznym (poza koniecznymi wyjątkami) okresem *vacatio legis*. Tym samym jej przepisy weszły w życie 5 grudnia 1997 r.

Art. 44 ustawy nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek prowadzenia, w ramach zakładowych planów kont, ewidencji księgowej w sposób umożliwiający obliczenie ich kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji, dla każdego rodzaju paliwa lub energii, a także w odniesieniu do poszczególnych taryf. Taka struktura Zakładowego Planu Kont przedsiębiorstwa energetycznego jest niezbędna dla dokonania zarówno kalkulacji taryfy według zasad określonych ustawą, jak i potwierdzenia przez Prezesa URE zgodności taryfy przedłożonej do zatwierdzenia z obowiązującymi przepisami.

Art. 69 ust. 1 ustawy przewiduje maksymalnie dwuletni, licząc od dnia wejścia w życie przepisów ustawy, okres ustalania cen na dotychczasowych zasadach, przez Ministra Finansów, z możliwością jego skrócenia rozporządzeniem Rady Ministrów, stosownie do art. 69 ust. 2.

§ 36 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie *szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach* (Dz. U. Nr 153 poz. 1002), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”, określił jednoroczny okres obowiązywania pierwszej taryfy zatwierdzonej zgodnie z przepisami właściwego rozporządzenia.

§ 48 rozporządzenia taryfowego nałożył obowiązek utrzymania do końca 2000 r. grup taryfowych ustalonych w wyniku podziału dokonanego przed dniem wejścia w życie rozporządzenia.

§ 34 ust. 1 rozporządzenia taryfowego określił jako podstawę do kalkulowania cen i stawek opłat w taryfie dane dotyczące kosztów uzasadnionych ustalone na podstawie poprzedniego roku obrotowego, z zastrzeżeniem, że

dla pierwszej taryfy może to być okres 12 miesięcy poprzedzających miesiąc złożenia wniosku.

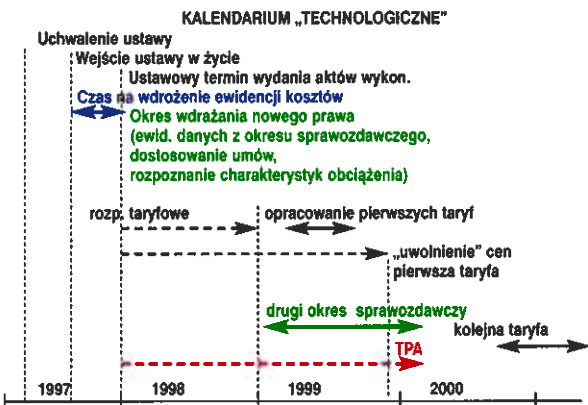
Przedstawione powyżej kalendarium przewidywało zatem półroczny okres (drugą połowę roku 1997), w którym przedsiębiorstwa energetyczne powinny dostosować swoje Zakładowe Plany Kont do wymagań ustawy, tak aby od 1 stycznia 1998 r. rozpocząć ewidencjonowanie kosztów zgodnie z nowymi zasadami. Należy odnotować, że obowiązujący w tym okresie cennik Ministra Finansów nie pozwalał na prowadzenie ewidencji przychodów na podstawie faktur w podziale na działalności koncesjonowane. Przypisanie przychodów do działalności mogło być w tym okresie dokonywane jedynie na podstawie przyjętego klucza podziału, np. kosztowego. Rok obrotowy 1998, po jego zweryfikowaniu (dokonanym między marcem i czerwcem 1999) posłużyłby jako zobiektywizowana podstawa do skalkulowania pierwszej taryfy na rok 2000, skonstruowanej zgodnie z wymaganiami rozporządzenia taryfowego, które zostało opublikowane 17 grudnia 1998 r. i weszło w życie z dniem 1 stycznia 1999 r.

Rozporządzenie o zaprzestaniu ustalania cen energii elektrycznej przez Ministra Finansów, wydane np. w połowie roku 1999 stworzyłoby podstawy prawne dla zrealizowania przez Prezesa URE procedury zatwierdzenia pierwszych taryf na rok 2000 a następnie, już bez ograniczeń dotyczących dopuszczalnego pulapu wzrostu porównywalnych cen i stawek opłat oraz struktury grup taryfowych, na kolejne okresy od trzech do pięciu lat.

Ograniczenie do jednego roku okresu przejściowego pod rządami rozporządzenia taryfowego byłoby, być może, wystarczające gdyby problemy dochodzenia do poziomu cen ekonomicznych, ocenianego jako wielkość średnia dla podsektora, oraz eliminowania subsydiowania skrótnego pomiędzy grupami odbiorców, zostały w latach 1998 – 1999 złagodzone przez odpowiednią indeksację obowiązujących cenników, zatwierdzanych przez Ministra Finansów. Okres ten zostałby także spożytkowany na przygotowanie kadry i niezbędnych procedur zarówno w przedsiębiorstwach energetycznych, jak i w Urzędzie Regulacji Energetyki, tworzoną dopiero na podstawie rozporządzeń Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie *wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja, zwanego dalej „rozporządzeniem w sprawie opłat koncesyjnych”* a także rozporządzeń Pre-

zesa Rady Ministrów z dnia 15 października 1997 r. w sprawie zasad wynagradzania pracowników URE oraz z dnia 15 października 1997 r. i z dnia 24 grudnia 1998 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki.

Przedstawiona powyżej logika procesu wprowadzania reformy została poważnie zachwiana wydaniem rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, zwanego dalej „rozporządzeniem w sprawie harmonogramu TPA”, na podstawie którego ustalony został termin uzyskania dostępu do usług przesyłowych przez pierwszą grupę największych odbiorców (> 500 GWh rocznie) już od dnia 4 września 1998 r. a przez kolejną (> 100 GWh rocznie) od 1 stycznia 1999 r. Praktyczna realizacja prawa dostępu do usług przesyłowych, oderwanych od sprzedaży energii, wymaga skonstruowania taryfy w sposób umożliwiający rzetelne, wzajemnie niezależne rozliczanie obydwu ww. rodzajów działalności – czyli taryfy zgodnej z wymaganiami ustawy. Rozporządzenie w sprawie harmonogramu TPA powinno zatem stanowić ostatni element procesu reformowania elektroenergetyki. Tymczasem wydanie go przed wdrożeniem szczegółowych wymagań stanowiło jedynie bardzo poważny impuls dla przyspieszenia prac.

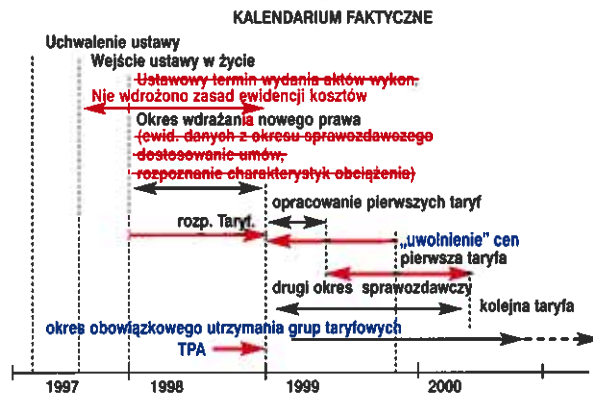


Ostateczne rozstrzygnięcie kształtu omawianego kalendarium przyniosło rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 15 grudnia 1998 r. w sprawie daty zaprzestania przez Ministra Finansów ustalania taryf oraz opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej, opublikowane 28 grudnia 1998 r. i wprowadzone w życie z dniem 1 stycznia 1999 r., zwane dalej „rozporządzeniem w sprawie uwolnienia cen”.

Rozporządzenie to zostało wydane w świadomości, że rozporządzenia niezbędne dla rozpoczęcia budowy struktur Urzędu Regulacji Energetyki zostały wydane z wielomiesięcznym opóźnieniem, ostatnie z nich dopiero późną jesienią 1998 r., że fundamentalne dla skutecznej realizacji jego postanowień rozporządzenie taryfowe nie zostało jeszcze wdrożone - terminy wejścia w życie obydwu aktów wykonawczych zbiegły się na jedną datę – dzień 1 stycznia 1999 r., że tym samym Urząd Regulacji Energetyki nie miał czasu na przygotowanie i sprawdzenie koniecznych procedur, a co gorsza, rozporządzenie to zostało wydane bez uprzedniego sprawdzenia, czy przedsiębiorstwa energetyczne wypełniły ciężący na nich ustawowy obowiązek dostosowania ewidencji kosztów do wymagań art. 44 ustawy. Można zatem stwierdzić, że nie został wypełniony

żaden z warunków koniecznych dla racjonalnego uruchomienia procesu realizacji reformowania energetyki.

W świetle przedstawionych wyżej faktów Urząd Regulacji Energetyki znalazł się w niezwykle trudnym położeniu. Tym bardziej, że już pierwsze informacje z przedsiębiorstw energetycznych, uzyskiwane jesienią 1998 r. w procesie koncesjonowania z urzędu, pozwalały stwierdzić, że przedsiębiorstwa nie dostosowały ewidencji kosztów do wymagań art. 44 ustawy, co znalazło swój wyraz w postanowieniach decyzji o udzieleniu koncesji z urzędu.



Teoretycznie możliwe było zastosowanie podejścia „ortodoksyjnego” – brak dostosowania ewidencji kosztów w okresie sprawozdawczym do wymagań art. 44 ustawy uniemożliwia zarówno skalkulowanie taryfy zgodnie z obowiązującymi przepisami, jak również dokonanie oceny poprawności taryfy przedłożonej do zatwierdzenia. Tym samym, spełnione są przesłanki formalnoprawne do odrzucenia każdego wniosku o zatwierdzenie taryfy przedsiębiorstwa, które nie jest w stanie udowodnić zgodności ewidencji kosztów z ustawowymi wymaganiami.

Wprowadzenie przez przedsiębiorstwo wymaganych zasad ewidencji kosztów „w odpowiedzi” na odrzucenie pierwszego wniosku o zatwierdzenie taryfy nie może wpłynąć na zmianę decyzji Prezesa URE ze skutkiem natychmiastowym. Warunkiem koniecznym jest bowiem zastosowanie Zakładowego Planu Kont, dostosowanego do wymagań ustawy, do ewidencji kosztów w całym okresie sprawozdawczym – w praktyce zmiana planu kont powinna zatem o ponad rok wyprzedzać datę złożenia wniosku, tak jak to przedstawiono w kalendarium opisanym na wstępie.

W praktyce, w świetle przepisu § 1 ust. 2 rozporządzenia w sprawie uwolnienia cen oznaczałoby to zamrożenie na rok 1999 cen i stawek opłat, a tym samym strumienia przychodów do sektora, na poziomie określonym dla roku 1998. W świetle deficytu przewidywanego na rok następny (przy zakładanej średniej podwyżce cen), byłby to scenariusz nie do zaakceptowania ze względu na równowagę ekonomiczną sektora, jakkolwiek poprawny z punktu widzenia stosowania prawa.

Rezygnacja z bezwzględnego wymagania przepisów art. 44 ustawy uniemożliwiła analizę dopuszczalnych zmian ceny wskaźnikowej w podziale na działalność. Wymuszone zagregowanie ceny wskaźnikowej dodatkowo osłabiło możliwość jej wykorzystania jako miary efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych.

## **BRAK WEWNĘTRZNEJ SPÓJNOŚCI PRZEPISÓW PRAWA – W ŚWIETLE DOTYCHCZASOWYCH DOŚWIADCZEŃ Z PRAKTYKI REGULACJI**

Doświadczenia praktyczne, uzyskane w procesie zatwierdzania pierwszych taryf pozwoliły ustalić szereg luk, nieścisłości lub sprzeczności w obowiązujących przepisach. Wynikają one ze zbyt ogólnikowego określenia niektórych pojęć lub zdefiniowania ich w sposób nie pozwalający na spełnienie przypisanej im roli. Dotyczy to w pierwszym rzędzie określenia okresu przejściowego i rozwiązań specyficznych dla tego okresu, sposobu zdefiniowania miernika efektywności przedsiębiorstwa – podstawowego narzędzia regulacji, a także definicji innych kluczowych pojęć, niektórych elementów taryfy oraz rozstrzygnięć odnośnie zasad rozliczeń. Mankamenty te odcisnęły swoje piętno w procesie zatwierdzania pierwszych taryf i są źródłem problemów aktualnie obserwowanych w relacjach pomiędzy podmiotami sektora. Co więcej, o ile aktualnie ich wpływ jest ograniczony z uwagi na jednoroczny okres obowiązywania taryfy i ustalone dla niego rozwiązania okresu przejściowego, to pozostawienie ich na przyszłość stanowi bardzo poważne zagrożenie dla skuteczności procesu regulacji.

### **Filozofia regulacji**

W pierwszym roku funkcjonowania przepisów wydanych na podstawie ustawy z całą ostrością ujawniła się wewnętrzna sprzeczność w filozofii regulacji, określonej w poszczególnych zapisach ustawy i rozporządzeń wykonawczych.

W ustawie zawarto wymaganie, aby przychody z taryf umożliwiały pokrycie uzasadnionych kosztów działalności, z uwzględnieniem interesu odbiorców (art. 45 ust. 1). W rozporządzeniu taryfowym zapisy dotyczące zasad kalkulacji poszczególnych cen i stawek opłat, wskazują na konieczność zastosowania podejścia kosztowego, wymagającego drobiazgowej analizy przedsiębiorstwa regulowanego, w stylu zbliżonym do amerykańskiego modelu regulacji.

Dla skutecznej realizacji tak określonych wymagań konieczne jest zatrudnienie armii pracowników, prowadzących równoległe analizę dokumentów przedstawianych przez przedsiębiorstwo i audyt przedsiębiorstwa na miejscu, co np. w warunkach amerykańskich wymaga 9 – 11 miesięcy na przeprowadzenie procedury.

Z drugiej strony, w samej ustawie ograniczono długość trwania procedury zatwierdzenia taryfy do 30 dni (art. 47 ust. 2), w rozporządzeniu w sprawie nadania statutu URE nie wydzielono w strukturze Urzędu jednostki organizacyjnej przewidzianej do audytowania regulowanych przedsiębiorstw a skala finansowa kosztów regulacji przewidzianych do pokrycia z opłat koncesyjnych w żadnym wypadku nie umożliwi zatrudnienia wystarczającej liczby pracowników.

Wspomniane powyżej ograniczenie długości trwania procedury, struktury organizacyjnej i liczebności Urzędu a także sama reguła regulacji bodźcowej zapisana w § 36 rozporządzenia taryfowego uzasadniają przyjęcie jako właściwego modelu regulacji parametrycznej, zbliżonego do brytyjskiego. Realizacja takiego podejścia wymaga jed-

nakże uwzględnienia dotychczasowych doświadczeń ze stosowania brytyjskiego modelu regulacji i wyeliminowania, w miarę możliwości, jego wad, które zaowocowały m.in. zjawiskiem tzw. „tłustych kotów”. Nie oznacza to nic innego jak konieczność doprecyzowania reguł regulacji.

### **Definicja okresu przejściowego**

Funkcjonowanie elektroenergetyki po wprowadzeniu reguł określonych w ustawie i opisanych szczegółowo w wydanych na jej podstawie rozporządzeniach, przebiegać będzie na zasadach całkowicie odmiennych od dotychczasowych. Zmiana ta, ze względów oczywistych, nie może odbyć się skokowo – wynika stąd potrzeba dodatkowego sparametryzowania okresu przejściowego.

Rozporządzenie taryfowe określiło okres przejściowy w następujący sposób:

- a) długość trwania:
- jeden rok (długość okresu obowiązywania współczynnika korekcyjnego dla pierwszej taryfy, wg § 36 ust. 3),
  - do 31 grudnia 2000 r. (długość okresu obowiązkowego utrzymywania podziału na grupy taryfowe, dokonanego przed wejściem w życie rozporządzenia, wg § 48).

Jak widać, nie jest to definicja jednoznaczna. W drugiej taryfie, zatwierdzonej na okres co najmniej trzech lat, wymaganie utrzymania dotychczasowych grup taryfowych będzie obowiązywało jeszcze niemal przez rok. Nie jest możliwa przebudowa struktury grup taryfowych bez konieczności przedstawienia jej rezultatów do akceptacji Regulatora, bo w praktyce będzie to nowa taryfa. Tak więc albo okres utrzymania dotychczasowej struktury grup taryfowych zostanie rozciągnięty poza horyzont wyznaczony ww. przepisem (ze szkodą dla wdrażania reformy) albo konieczne będzie znalezienie możliwości skrócenia długości obowiązywania taryfy.

- b) Ograniczenie do 13% wzrostu cen i stawek opłat ustalonych dla grupy indywidualnych odbiorców w lokalach w pierwszej taryfie w stosunku do porównywalnych, obowiązujących w poprzedniej taryfie (bez względu na koszty, jakie ta grupa powoduje, wg § 49 ust. 2 pkt. 2).
- c) Ograniczenie dynamiki eliminowania subsydiowania skrośnego w pierwszej taryfie, zrealizowane przez nałożenie ograniczenia do 2 punktów procentowych ponad dopuszczalny wzrost ceny wskaźnikowej poszczególnych cen i stawek opłat w stosunku do porównywalnych cen i stawek opłat obowiązujących w poprzedniej taryfie (wg § 49 pkt. 1).

Regulacja okresu przejściowego przepisami zacytowanymi powyżej okazała się w praktyce dalece niewystarczająca. Złożyło się na to kilka przyczyn:

- przepisy okresu przejściowego nie uwzględniły w stopniu wystarczającym jego cech szczególnych, tj. faktu, że poziom cen odbiega od cen ekonomicznych, że w okresie sprawozdawczym mamy do czynienia ze zmieszaniem przychodów i kosztów działalności, na które Prezes URE udzielił koncesji, oraz faktu istnienia znacznego subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców, a także fak-

tu, że przedsiębiorstwa energetyczne nie dysponują wystarczającą, z punktu widzenia wymagań ustawy, wiedzą o swoich odbiorcach, zarówno w zakresie charakterystyk obciążenia, jak i rzeczywistych wielkości mocy przyłączeniowych, realnie niezbędnych dla zaspokojenia potrzeb odbiorców (zwłaszcza w odniesieniu do odbiorców bez kontroli poboru mocy). W modelu docelowym ceny powinny osiągnąć poziom ekonomiczny, subsydiowanie pomiędzy rozdzielonymi działalnościami i pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców powinno zostać ograniczone do poziomu akceptowalnego, przedsiębiorstwo powinno zaktualizować umowy ze swoimi odbiorcami oraz dysponować aktualnymi charakterystykami obciążeń. Niedopelnienie któregośkolwiek z ww. warunków oznacza, że model docelowy nie został osiągnięty, a tym samym okres przejściowy nie został zakończony. Odchodzenie od subsydiowania oraz dążenie do zachowania zgodności opłat stałych z wielkością generowanych kosztów stałych skutkują znacznymi zmianami poziomu płatności poszczególnych odbiorców. Długość trwania okresu przejściowego nie może być zatem ustalona z góry – jest ona w istocie zdeterminowana społeczną wytrzymałością na wzrosty płatności poszczególnych odbiorców, będące skutkiem dokonywanej przebudowy systemu taryfowego w dążeniu do modelu docelowego. Ograniczenie długości trwania tego okresu do jednego roku okazało się założeniem nazbyt optymistycznym.

– zmiana struktury cen i stawek opłat spowodowała brak porównywalności poszczególnych cen i stawek opłat w pierwszej taryfie względem cenników Ministra Finansów (obowiązujących spółki dystrybucyjne) oraz taryfy hurtowej PSE S.A. Przepis określony w § 49 pkt 1 pozostał z tego względu niewykonalny.

Z podobnych względów ujawniły się trudności w realizacji niesłuchanie istotnego ze względów społecznych wymagania § 49 pkt 2.

– przepis § 48, petyfikujący strukturę grup taryfowych do końca roku 2000, wobec niejasnego zapisu § 49 pkt 2 nie spełnił wyznaczonej mu roli gwaranta porównywalności cen i stawek, zablokował natomiast możliwość wyeliminowania poważnego źródła zakłóceń w kształtowaniu taryf w części dotyczącej obrotu energią, jakim jest rozbieżność w granicach stref czasowych w taryfie PSE S.A. i w taryfach spółek dystrybucyjnych dla odbiorców grup A22, B22, C i G, ograniczył ponadto swobodę dostosowania struktury grup taryfowych do rzeczywistych potrzeb i oczekiwań ujawnianych w miarę wdrażania reformy rynkowej.

– ujawniła się sprzeczność pomiędzy zapisem § 49 pkt 2 a ustawowym wymogiem zapewnienia przez taryfę pokrycia kosztów uzasadnionych, przy jednoczesnym braku dostatecznie precyzyjnego zdefiniowania kryteriów oceny tych kosztów i ich uznawania bądź odrzucania.

### **Cena wskaźnikowa wg § 35 jako miernik efektywności przedsiębiorstwa**

Rozporządzenie taryfowe, przepisem § 35, wprowadziło definicję ceny wskaźnikowej, jako parametru oceny efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego. Jest to wielkość, której dynamika zmian jest limi-

towana przez wskaźnik zmiany cen towarów i usług konsumpcyjnych  $RPI_{n-1}$  oraz współczynnik korekcyjny  $X$ , uwzględniający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie działalności gospodarczej, zgodnie z formułą regulacji, określoną w § 36.

Cena wskaźnikowa  $C_{Wn}$  została zdefiniowana odrębnie dla każdego rodzaju działalności koncesjonowanej, jako iloraz sumy rocznych przychodów z działalności do ilości energii elektrycznej, stanowiącej przedmiot tej działalności w danym roku (energii sprzedanej w ramach działalności obrotu lub energii przesłanej siecią w ramach działalności przesyłania i dystrybucji).

Tak zdefiniowany parametr jest niewątpliwie miarą efektywności zaspokojenia potrzeb z punktu widzenia odbiorcy energii. Suma przychodów przedsiębiorstwa stanowi w tym przypadku koszt odbiorcy, a cena wskaźnikowa skutecznie odzwierciedla koszt jednostkowy zakupu energii. Wielkość ta pozwala na zobiektywizowanie decyzji odbiorcy o ew. zmianie (lub dywersyfikacji) nośnika energii, opłacalności inwestycji prooszczędnościowych itp.

Jednakże cena wskaźnikowa nie jest miarą efektywności przedsiębiorstwa, przynajmniej w zakresie oczekiwanym przez Regulatora.

Miarą efektywności przedsiębiorstw z punktu widzenia reguły regulacji mógłby być koszt, po jakim, z zachowaniem wymagań jakościowych, przedsiębiorstwo jest w stanie dostarczyć określoną ilość energii, lub zysk, jaki przedsiębiorstwo jest w stanie wypracować dostarczając określoną ilość energii przy określonym poziomie przychodu. Ocena (bądź wymuszenie poprawy) efektywności w kolejnych latach mogłaby opierać się na porównaniu w kolejnych okresach czasu jednej z dwu ww. kategorii, (ew. obydwu, ale analizowanych odrębnie). Kategoria kosztów przedsiębiorstwa bardzo trudno poddaje się indywidualnej ocenie a wielkości zysku także nie sposób ocenić bez określenia wielkości kosztów. Co więcej, wielkość wykazywanego zysku nie jest tożsama z zyskiem faktycznie osiągniętym – może być uzależniona od polityki przedsiębiorstwa w oderwaniu od rzeczywistej efektywności. Zgodnie z definicją ceny wskaźnikowej Regulator jest zobowiązany do porównywania jedynie sumy przychodów, bez możliwości stwierdzenia, gdzie przebiega granica podziału pomiędzy kosztem uzasadnionym i faktycznie osiągniętym zyskiem.

Celowość wykorzystywania ceny wskaźnikowej jako miary efektywności przedsiębiorstwa jest dodatkowo ograniczona przez zdefiniowanie jej jako ilorazu bieżących wielkości przychodu i sprzedaży. Przedsiębiorstwo konstruując taryfę przewiduje określoną wielkość przychodów, niezbędną dla prowadzenia działalności i przewiduje również wielkość i strukturę sprzedaży lub ilości energii przesłanej siecią.

W odniesieniu do przedsiębiorstw sieciowych obsługujących wyłącznie odbiorców taryfowych wielkości energii sprzedanej i przesłanej siecią są tożsame. Miał to być argument na rzecz dopuszczenia agregacji ceny wskaźnikowej w okresie przejściowym, gdy nie ma jeszcze ewidencji przychodów w podziale na działalności. Jednakże odno-

szenie wielkości przychodu, uzyskiwanego z opłat stałych i opłat zmiennych jedynie do wielkości zmiennej powoduje, że wnioski z oceny zmian ceny wskaźnikowej mogą być fałszywe, co jest wadą w samej definicji ceny wskaźnikowej, a zagregowanie ceny wskaźnikowej ten efekt nasiliło. Przyjęcie do symulacji, na etapie konstruowania taryfy, wielkości sprzedaży mniejszej od faktycznie przewidywanej (to samo dotyczy może także zmiany struktury sprzedaży) pozwala uzasadnić odpowiednio wysokie ceny i stawki opłat w taryfie przedstawionej do zatwierdzenia, przy założonej dopuszczalnej zmianie ceny wskaźnikowej. Jeżeli następnie wykonanie sprzedaży przekroczy wartość faktycznie przewidywaną to przedsiębiorstwo uzyska nie tylko przychody wyższe od wykazywanych we wniosku o zatwierdzenie taryfy jako niezbędne do pokrycia kosztów uzasadnionych, ale wykaże także spadek ceny wskaźnikowej. I odwrotnie, przyjęcie we wniosku o zatwierdzenie taryfy zbyt optymistycznej prognozy wielkości lub struktury sprzedaży skutkuje przyjęciem stosunkowo niskich cen i stawek opłat i brakiem pokrycia kosztów uzasadnionych przy równoczesnym wzroście ceny wskaźnikowej określonej ex post. Sytuacja taka może nastąpić zarówno na skutek zamierzonej manipulacji na danych we wniosku o zatwierdzenie taryfy, bardzo trudnej do ew. zweryfikowania przez Regulatora, jak również na skutek nieprzewidzianej zmiany zachowania odbiorców. W każdym przypadku zmiana ceny wskaźnikowej nie odzwierciedla faktycznej zmiany efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa.

#### **Okres sprawozdawczy**

W § 34 ust.1 określono okres sprawozdawczy, dla którego ocenia się koszty przedsiębiorstwa, jako „poprzedni rok obrotowy”. Brak wymagania aby był to „poprzedni **zweryfikowany** rok obrotowy” pozbawia procedurę oceny kosztów przedsiębiorstwa niezbędnej dokładności i obiektywizmu.

Przyjęcie jednorocznego okresu, do oceny kosztów historycznych przedsiębiorstwa, służącej jako podstawa do regulacji przedsiębiorstwa w okresie 3 do 5 lat jest obciążone ryzykiem, że na dokonywaną ocenę zbyt duży wpływ mogą mieć incydentalne zdarzenia losowe. Wydaje się, że bardziej właściwe byłoby przyjmowanie do oceny kosztów przedsiębiorstwa wielkości uśrednionych z okresu kilku lat.

#### **Koszty przeniesione**

Na odrębną analizę zasługuje zagadnienie wpływu zmiany kosztów przeniesionych na wyniki ekonomiczne przedsiębiorstwa i jego ocenę przez Regulatora. Dotyczy to zarówno kosztów przeniesionych działalności sieciowej jak i kosztów zakupu energii.

Koszty działalności Operatora Sieci Przesyłowej, w postaci stawek opłat za usługę przesyłową siecią przesyłową są przenoszone na przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Przedsiębiorstwa te nie mają żadnej możliwości zbudowania alternatywnego portfela w tym zakresie – są całkowicie zależne od przedsiębiorstwa przesyłowego. W działalności obrotu przedsiębiorstwa energetyczne mają ograniczoną swobodę budowania portfela zamówień, ale nie dysponu-

ją pełną wiedzą na temat spodziewanych cen energii. Kalkulując taryfę dla własnych odbiorców końcowych muszą więc dokonywać założeń, obciążonych ryzykiem.

Ustawa nie przewiduje żadnego kalendarium zatwierdzenia taryf dla poszczególnych przedsiębiorstw sieciowych, objętych obowiązkiem przedkładania taryf do zatwierdzenia. W pierwszym roku obowiązywania rozporządzenia taryfowego taryfy przedsiębiorstw dystrybucyjnych zostały zatwierdzone ok. półtora miesiąca wcześniej niż taryfa PSE S.A. Złożenie przez spółki dystrybucyjne wniosków o zatwierdzenie taryfy i zatwierdzenie tych wniosków przed zatwierdzeniem taryfy PSE S.A. było podyktowane sytuacją ekonomiczną sektora i rygorami Kodeksu postępowania administracyjnego. Podobnie jak wówczas, tak i w kolejnym cyklu zatwierdzania taryf, przedsiębiorstwa dystrybucyjne będą zmuszone do oparcia swoich wniosków w zakresie kosztów ponoszonych na rzecz PSE S.A. na wielkościach prognozowanych według własnego rozeznania lub projektu taryfy PSE S.A. (o ile będzie im udostępniony), niekoniecznie zgodnego z wersją, jaka ostatecznie zostanie zatwierdzona. Rodzi to konieczność uwzględniania w kalkulacji taryf przedsiębiorstw dystrybucyjnych ryzyka błędu w ocenie taryfy PSE S.A. i, tym samym, poszerzenie marginesu błędu regulacji. Problem polega na tym, że niedoszacowanie stawek przewidywanych w taryfie PSE S.A. skutkuje stratą a przeszacowanie – odpowiednio zwiększonym zyskiem przedsiębiorstw dystrybucyjnych, możliwym do skorygowania dopiero w następnym cyklu taryfowym (obciążonym takim samym ryzykiem popełnienia analogicznego błędu). Podobne zjawisko występuje w zakresie działalności obrotu energią. Konieczność kalkulowania w taryfie ryzyka zmian cen energii kupowanej od wytwórców powodować może zawyżanie cen dla odbiorców końcowych.

O ile można się spodziewać, że błąd niedoszacowania kosztów przeniesionych skutkować może inicjatywą przedsiębiorstwa w kierunku korekty taryfy, o tyle trudno oczekiwać by przedsiębiorstwo wystąpiło o korektę taryfy w przypadku ich przeszacowania.

#### **Oплата jakościowa**

Kolejnym problemem ujawnionym w praktyce stosowania rozporządzenia taryfowego jest zagadnienie opłaty jakościowej.

Przyjęto jako zasadę, że stawki węzłowe kalkuluje się dla poszczególnych miejsc dostarczania energii elektrycznej w sposób zapewniający równy udział podmiotów wprowadzających i pobierających energię elektryczną z sieci danego napięcia w pokrywaniu kosztów usług przesyłowych (§ 20 ust. 1 rozporządzenia taryfowego).

Ponadto przepis § 20 ust. 5 pkt. 2 tego rozporządzenia stanowi, że składnik zmienny stawki węzłowej kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów utrzymania standardów jakości dostaw energii elektrycznej poprzez zapewnienie niezbędnych rezerw mocy i usług systemowych.

Pierwszą wątpliwość budzi przypisanie opłaty jakościowej do części zmiennej rozliczeń za usługę przesyłową. Koszty utrzymania rezerw mocy na poziomie niezbędnym



dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, jak również koszty dostarczenia do systemu elektroenergetycznego usług systemowych (głównie regulacyjnych) nie zależą bezpośrednio od ilości produkowanej energii. Kwalifikują się zatem do kosztów stałych, którym należałoby przypisać opłatę stałą.

Drugą wątpliwość budzi równy udział wytwórców i odbiorców w ponoszeniu opłaty jakościowej (§ 20 ust. 1 rozporządzenia taryfowego). De facto w całości finansują tę opłatę odbiorcy: przez odpowiednio podwyższoną cenę energii (część „przypisana” wytwórcom) i, bezpośrednio, w postaci opłaty przesyłowej (część przypisana odbiorcom). „Przepływ kołowy” w rozliczeniach z tego tytułu obejmujący wytwórców wydaje się stanowić zbędną komplikację. Co więcej, przyjęcie w praktyce tego rozwiązania stanowiło uzasadnienie dla zróżnicowania cen energii w taryfie PSE S.A. na TH<sub>NN</sub> i TH<sub>110</sub>, stanowiącego skuteczną barierę dla rozwoju konkurencji na rynkach lokalnych.

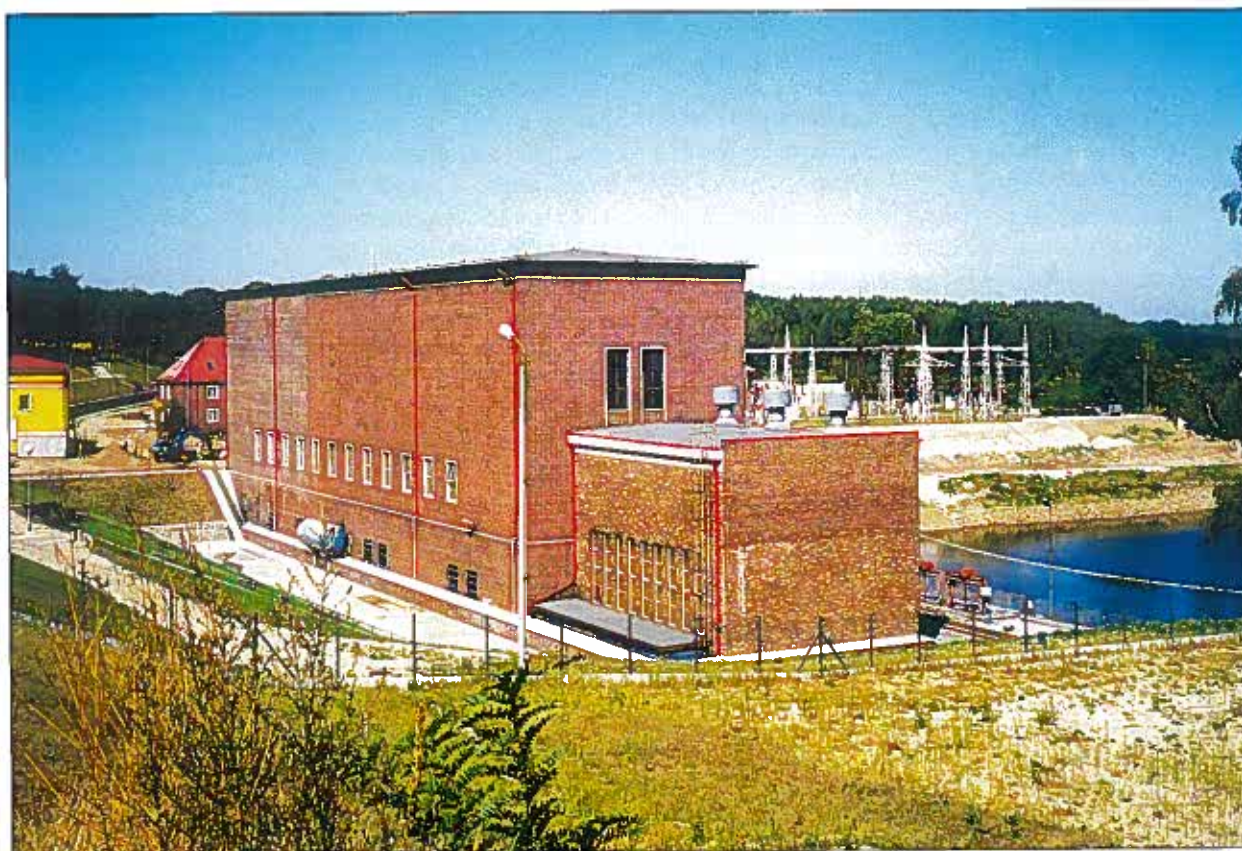
„Uzmiennienie” kosztów jakościowych można traktować jako konieczność, ze względu na obiektywną trudność w znalezieniu właściwej podstawy ich rozliczenia w postaci opłaty stałej. Jednak warunkiem koniecznym jest aby opłata ta w identyczny sposób obejmowała wszystkich odbiorców energii elektrycznej – faktycznych odbiorców usługi jakościowej. Przyjęty w taryfie PSE S.A. sposób odniesienia kosztu stałego „usług jakościowych” przypisanego kwotowo poszczególnym spółkom dystrybucyjnym do ilości energii przepływającej z sieci przesyłowej do sieci

tych spółek tego warunku nie spełnia. W rezultacie rozliczenia z tego tytułu podlegają zakłóceniom nie tylko z powodu zmiany wielkości sprzedaży energii odbiorcom końcowym (jest to ryzyko każdego uzmiennienia kosztów stałych) ale także w wyniku zmiany struktury rozplywu energii pomiędzy siecią przesyłową i siecią rozdzielczą. Zmiany te spowodowane są przez wzrost udziału generacji ze źródeł przyłączonych do sieci rozdzielczej, wymuszający stosowne ograniczenie generacji ze źródeł przyłączonych do sieci przesyłowej. Należy przy tym nadmienić, że wspomniane powyżej zmiany rozplywu energii są stymulowane samym istnieniem tak zdefiniowanej opłaty jakościowej (stanowią naturalną formę obrony spółek dystrybucyjnych przed koniecznością jej ponoszenia) – jakkolwiek również mogą być efektem niezależnych od spółek dystrybucyjnych działań wytwórców i odbiorców, korzystających z dostępu do usług przesyłowych.

(Wykaz kolejnych zatwierdzonych taryf opublikowano na stronie 7 wkladki)



*Autor jest gł. specjalistą w Departamencie Taryf URE*



*Elektrownia wodna – Dychów*

# ANALIZA PORÓWNAWCZA SPÓŁEK DYSTRYBUCYJNYCH

**Tekst jest omówieniem opracowania „Analiza porównawcza 33 zakładów energetycznych działających w polskim podsektorze dystrybucji energii elektrycznej – Model Regulacji Porównawczej” przygotowanego przez Pawła Urbańskiego z Politechniki Warszawskiej, wykonanego na zlecenie Prezesa URE**

Analiza została przeprowadzona według metodyki, która może znaleźć zastosowanie w uzasadnianiu decyzji regulacyjnych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w stosunku do w/w zakładów. Podejście to, zwane dalej modelem regulacji porównawczej, wykorzystuje analizę ekonometryczną pozwalającą na statystyczną identyfikację różnic w kosztowej efektywności operacyjnej spółek.

## **Model regulacji porównawczej – podstawy teoretyczne**

Podstawową słabością regulacji cen w oparciu o koszty świadczonych usług jest brak bodźców skłaniających do redukcji kosztów. Wprawdzie zyski firmy nie przekraczają dozwolonego przez Regulatora poziomu, jednak firma ma gwarancje zwrotu niemal wszystkich poniesionych kosztów. Regulator, nie wiedząc jaki jest efektywny poziom kosztów, ma ograniczone możliwości żądania ich redukcji. Pozycję Regulatora pogarsza okoliczność, że próba zbyt rygorystycznej regulacji cen mogłaby doprowadzić do niedoinwestowania, a przez to pogorszenia się jakości usług lub bezpieczeństwa ich świadczenia. W skrajnym przypadku, można by wyobrazić sobie sytuację, w której w obliczu nieuchronnych strat, firma prywatna mogłaby odmówić kontynuacji świadczenia usług.

Wychodzi się więc z założenia, że jedynie zarządzający firmami znają rzeczywisty poziom ukrytych rezerw i mogą wpływać na eliminację nieefektywności poprzez swoje decyzje<sup>1)</sup>. Jednak przy braku mechanizmów wynagradzających wysiłek przekładający się następnie na jakość decyzji, trudno się spodziewać aby firmy działały efektywnie. Jeżeli celem Regulatora jest ochrona interesów konsumentów, a nie zna on efektywnych kosztów świadczenia usług, jedyne co mu pozostaje to premiować pro-efektywne decyzje firm, płacąc tym za asymetrię informacyjną.

W ustalaniu dozwolonego poziomu cen tym, co mogło-

by pomóc Regulatorowi byłaby możliwość porównania efektywności kosztowej danej firmy w stosunku do efektywności innej firmy (lub zbioru firm) tej samej branży, nie zaś wyłącznie bazowanie na jej historycznych wynikach. Na rynkach konkurencyjnych do porównania takiego dochodzi na bieżąco, a arbitrem jest klient akceptujący zwykle niższą cenę za ten sam produkt lub usługę. Firmy nieefektywne mają wówczas dwa wyjścia: albo bankructwo albo poprawę efektywności. Regulacja cen przez wzajemne porównywanie kosztów nie konkurujących firm stanowi w pewnym sensie imitację konkurencji: jeżeli firma obniży koszty podczas gdy jej „konkurentom” się to nie uda, wówczas zanotuje zysk; jeżeli inne firmy obniżą koszty, a firma ta nie zdoła tego zrobić, wówczas będzie ponosić stratę do czasu, gdy nie obniży kosztów. W efekcie firma nie ma wpływu na cenę, którą otrzymuje, co jest zbieżne z zasadą obowiązującą na rynkach konkurencyjnych.

W opracowaniu zaproponowano zastosowanie regulacji porównawczej dla 33 spółek sektora dystrybucji energii elektrycznej w Polsce. Okazuje się, że istnieje satysfakcjonująca korelacja pomiędzy warunkami działania firm a ich kosztami, co jest podstawowym kryterium porównywalności firm. Przy założeniu, że każda z firm ma dostęp do efektywnych technologii, co w przypadku „mało skomplikowanego” technologicznie sektora dystrybucyjnego wydaje się być założeniem uprawnionym, efektywność kosztową można sprowadzić do efektywności zarządzania. Jeżeli zatem możliwe byłoby wyznaczenie efektywnego poziomu kosztów, rolą Regulatora byłoby jego egzekwowanie od zarządzających firmami.

W metodzie tej, na bazie modelu statystycznego dokonuje się szacunku średnich dozwolonych kosztów operacyjnych, jakie wynikają z porównania z kosztami innych spółek uwzględniając różne warunki ich działania. Uzasadniony koszt kapitałowy wynika z inwestycji uzasadnionych koniecznością modernizacji i rozwoju majątku sieciowego i stopy zwrotu, która jest uznana jako uzasadniona. Koszt ten powinien zostać oszacowany na podstawie prognoz wydatków inwestycyjnych oraz wyceny majątku spółek<sup>2)</sup>. Wyznaczone o powyższe zasady koszty operacyjne i kapitałowe powinny stanowić podstawę symulacji w modelu finansowym, co umożliwi prognozowanie uzasadnionych przychodów w okresach pomiędzy przeglądami regulacyjnymi<sup>3)</sup>.

Aby pokryć koszty firmy będą musiały co najmniej uzy-

1. W teorii regulacji sytuację taką określa się jako asymetrię w dostępie do informacji. Asymetria informacyjna i model „principal-agent” stanowi podstawę nowoczesnej teorii regulacji, por. Laffont J., Tirole J. J.: *The Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, The MIT Press Cambridge, Massachusetts, London England, 1994.

2. Informacji o wartości rynkowej majątku mogą dostarczyć transakcje prywatyzacyjne w podsektorze dystrybucji.

3. W niniejszym opracowaniu, zgodnie z zakresem zlecenia, ograniczono się wyłącznie do oceny efektywności operacyjnej.

skąć efektywność równą średniej efektywności branży. Efektywność wyższa od średniej jest wynagradzana akumulacją zysku pomiędzy przeglądami regulacyjnymi. Wyższa efektywność oznacza niższe średnie koszty dla całej branży stanowiące podstawę ustalania cen w kolejnym przeglądzie regulacyjnym. Można wykazać, że w równowadze, po serii przeglądów regulacyjnych, żadna z firm nie akumuluje zysku ponad poziom dozwolony przez regulatora, natomiast koszty (a więc i ceny) osiągną optymalny poziom.

### **Ograniczenia regulacji porównawczej**

Bez wątpliwości model regulacji porównawczej ma spójne i przekonujące podstawy teoretyczne. Jednak krytycy regulacji porównawczej najczęściej wskazują na niektóre ograniczenia praktyczne. Należy jednak zaznaczyć, że większość ze słabości tej metody (np. zmywy, manipulowanie danymi itp.) dotyczy również innych metod regulacji bodźcowych. Stąd też wypadkowa ocena powinna brać pod uwagę fakt, że nie w praktyce idealnego mechanizmu regulacji. Rola Regulatora polega na tym, aby ze zbioru dostępnych metod wybrać optymalną dla podległej mu branży. W podsumowaniu tej części zamieszczono ocenę zasadności podnoszonych ograniczeń w regulacji wykorzystującej model porównawczy dla polskiego podsektora dystrybucji energii elektrycznej.

#### *Dokładność analiz ekonometrycznych*

Najczęściej powtarzającym się argumentem podnoszonym przez krytyków regulacji porównawczej jest nie występowanie w praktyce dostatecznie licznych zbiorów, rzeczywiście porównywalnych ze sobą firm. Firmy mogą się różnić ze względu na warunki rynkowe, potencjał techniczny, metody zarządzania lub skutki decyzji inwestycyjnych podejmowanych w przeszłości. Aby móc porównywać efektywność regulowanych firm należałoby dokonać standaryzacji statystycznej warunków ich działania. Skoro techniki statystyczne analizy kosztów i produktywności mogą dokonać takiej standaryzacji tylko z pewnym prawdopodobieństwem, ustalanie cen wyłącznie w oparciu o wyniki statystycznie uśrednione, mogłoby wprowadzać przypadkowe kary i nagrody: nieefektywne firmy mogłyby dobrze prosperować, podczas gdy efektywne mogłyby być zagrożone bankructwem. Ceny nie podążałyby ani za rzeczywistymi ani za efektywnymi kosztami. Stąd też bez przekonywującej dokładności modelu i racjonalnego wytłumaczenia związku przyczynowo-skutkowego otrzymanych korelacji uzasadnianie decyzji podejmowanych na jego podstawie byłoby w praktyce niemożliwe.

#### *Dostęp do efektywnych technologii*

Fundamentalnym założeniem w regulacji porównawczej jest brak ograniczeń w dostępie i implementacji technologii obniżających koszty. Jeżeli jedna firma wdroży efektywną technologię lub metody zarządzania inna firma może zrobić to samo, jeżeli podejmie odpowiednie starania i inwestycje. Gdyby istniały obiektywne przyczyny ograniczeń w dostępie do technologii i gdyby nie uwzględnić tego faktu w modelu, próba egzekwowania przez Regulatora tych

samych standardów kosztowych skończyłaby się nieuzasadnionym „karaniem” firm o mniej efektywnej technologii. W przypadku podsektora dystrybucji technologia przesyłu elektryczności wydaje się mało skomplikowana a rozwiązania poprawiające efektywność operacyjną w zakresie pomiarów, sterowania i zarządzania wdrożone w jednej firmie mogą wdrożone w pozostałych. W procesie regulacji należy jednak uwzględnić dwa ograniczenia: po pierwsze finansowe, wymagające uwzględnienia inwestycji redukujących koszty w przyszłości; po drugie czasowe: np. w przypadku istotnych różnic w „odziedziczonej” jakości sieci dystrybucyjnej i związanych z tym kosztów, natychmiastowe żądanie zmiany tego stanu rzeczy jest nierealistyczne; również w przypadku stwierdzenia rezerw w efektywności zarządzania wymagających np. racjonalizacji zatrudnienia, ewentualne zwolnienia powinny mieć charakter kontrolowanego procesu, przynajmniej w pewnym zakresie dostosowanego do lokalnych uwarunkowań na rynku pracy.

#### *Ograniczenia informacyjne*

Firmy aby „konkurować” ze sobą muszą mieć nie tylko porównywalne możliwości techniczne i ekonomiczne ale również muszą być porównywalne z informacyjnego i księgowego punktu widzenia. Jeżeli tak nie jest, porównywanie np. kosztów lub liczby klientów w nie precyzyjnie zdefiniowanych grupach, byłoby bezzasadne. Wymaga to aby procedury gromadzenia informacji o działalności firm gwarantowały tę samą jakość i dokładność danych używanych następnie w analizie statystycznej. Dotyczy to definicji i ewidencji kosztów, definicji zmiennych charakterystycznych, systemu ich monitorowania i weryfikacji.

#### *Zmowy*

Zasada, że rynek promuje efektywność obowiązuje tylko wtedy, gdy firmy rzeczywiście rywalizują między sobą. Dotyczy ona w równej mierze klasycznych rynków konkurencyjnych jak i poddanych regulacji porównawczej. Jeżeli dojdzie do zmywy potencjalnych konkurentów, ustalanie dozwolonych kosztów na bazie wyników „konkurencji” nie może być efektywne. Firmy współdziałając ze sobą, mogą zataić przed Regulatorem istniejące rezerwy w oszczędnościach kosztów, zniekształcając jakość analiz statystycznych. Żadna z nich nie musi wówczas podejmować wysiłku ukierunkowanego na efektywność, a Regulator nie będąc w stanie wskazać tych rezerw, będzie rekompensował nieefektywny poziom kosztów. Ponadto rynki podlegające regulacji porównawczej mają najczęściej charakter naturalnych monopolii. Nie pozostawia to więc możliwości wejścia nowych podmiotów zachęconych przez nieefektywność i wysokie zyski firm działających, tak jak miałyby to miejsce na rynkach konkurencyjnych. Skala ryzyka związanego ze zmwami zależy od liczby firm sektora. Im większa ich liczba tym prawdopodobieństwo porozumienia pomiędzy firmami jest mniejsze. Ze wzrostem liczby firm maleje również „trwałość” takiego porozumienia.<sup>4)</sup>

4. Należy podkreślić, że postępowanie takie jest nielegalne i jego udowodnienie musi pociągać za sobą bardzo surowe sankcje zarówno wobec firm jak i wobec ich zarządów.

*Fuzje*

W literaturze można spotkać się z poglądem, że krańcową formą zmywy jest doprowadzenie do fuzji poziomej pomiędzy konkurującymi wcześniej firmami. Dopóki korzyści wynikające z ekonomii skali i wzrostu potencjału rynkowego będą wyższe od kosztów wewnętrznej nieefektywności, naturalną skłonnością firm będzie dążenie do konsolidacji. Wzrost koncentracji nie sprzyja jednak konkurencji tak na rynkach konkurencyjnych jak i na rynkach regulowanych. Na tych ostatnich zawężenie liczby konkurentów po pierwsze pogarsza „statystykę” regulacyjną po drugie może prowadzić do utraty części informacji na skutek subsydiowania skrośnego dotychczas rozdzielonych (geograficznie) działalności.

*Dywersyfikacja*

Niebezpieczeństwo subsydiowania skrośnego nabiera większego znaczenia w przypadku integracji prowadzącej do dywersyfikacji działalności. Przykładem takiej dywersyfikacji mógłby być połączenie dwóch firm o różnych profilach działalności (np. dystrybucji energii elektrycznej z dystrybucją gazu lub wody), co jest zjawiskiem coraz częściej spotykanym w takich krajach jak Stany Zjednoczone, Wielka Brytania, Norwegia. Utrzymanie wymaganego poziomu dokładności informacji niezbędnych do regulacji porównawczej poszczególnych działalności, może komplikować procedury księgowo i wpływać na wiarygodność informacji.

*Manipulowanie danymi*

Wprawdzie przychody nie zależą od ponoszonych przez firmę kosztów, zależą jednak od zmiennych charakterystycznych, na które firma ma wpływ. W rezultacie rozwiązania problemu, dozwolony koszt jest proporcjonalny do liczby jednostek każdej ze zmiennych wyjaśniających. Jeżeli z jakiegoś powodów firma jest w stanie budować i obsługiwać taniej od innych np. linie przesyłowe, tzn. jednostkowy koszt budowy i obsługi linii jest niższy od średniej, a w formule będą znajdować się składniki rekompensujące jednostkowe koszty według średniego kosztu w branży, wówczas w interesie firmy byłoby wybudowanie maksymalnie dużo km linii. Pomimo, że nie ma to uzasadnienia technicznego i może nie być racjonalnym wykorzystaniem zasobów, firma zyskuje na każdej dodatkowej jednostce tyle ile wynosi różnica pomiędzy kosztem średnim w branży a kosztem, który ona ponosi, gdyż Regulator rekompensuje jej dokładnie koszt średni. Metodą na rozpoznanie tego typu nadużyć jest wyznaczenie średnich wskaźników, tak samo jak w przypadku kosztów, determinujących efektywne wykorzystanie majątku, choć co należy przyznać komplikuje to model regulacji.

*Jakość usług*

Zagadnienie wpływu regulacji bodźcowych (nie koniecznie regulacji porównawczej), na jakość obsługi jest szeroko dyskutowane w literaturze. Istnieje na przykład przekonanie, że silnie motywujący system premiowania jest w konflikcie z bezpieczną lub bezawaryjną pracą, gdyż skłania do pośpiechu, rozwiązań „na skróty”, czy opóźnień

w realizowaniu inwestycji poprawiających bezpieczeństwo. Znotowano przykłady pogorszenia się jakości niektórych usług British Telecom po wprowadzeniu silnie motywującego systemu premiowania efektywności<sup>5)</sup>. Przekonanie o ryzyku oszczędności kosztem jakości nie jest więc bezpodstawne. W przypadku sektora elektroenergetycznego, znalezienie kompromisu pomiędzy pro-efektywnym systemem regulacji, a spełnieniem kryteriów jakości i bezpieczeństwa, należy do jednych z trudniejszych rozstrzygnięć.

*Niekończące się negocjacje*

Regulacja cen należy do kluczowych rozstrzygnięć Regulatora gdyż nie ma ważniejszej rzeczy dla firmy niż zasady jej wynagradzania. Należy się spodziewać, że firmy, dla których wyniki regulacji będą oznaczać redukcje przychodów (a w konsekwencji kosztów), będą podważały poprawność modelu, zaś firmy efektywne będą ją forsować. Praktyka regulacyjna innych krajów i branż<sup>6)</sup> pokazuje, że znalezienie kompromisu pomiędzy arbitralnym narzuceniem przez Regulatora wyników modelu matematycznego lub finansowego, a naturalnym dążeniem „nieefektywnych” firm do kwestionowania jego wyników jest bardzo trudne. Tym co może pomóc w negocjacjach jest uzgodnienie możliwie obiektywnych kryteriów i metodologii w ocenie każdej z firm. Wydaje się, że analityczne podejście porównawcze ma wszelkie podstawy spełnić taką rolę.

Zgodnie z propozycjami ogólnych zasad regulacji działalności sieciowej, przychody firm dystrybucyjnych mają być regulowane według formuły  $RPI - X$  (por. przypis 12). Najtrudniejszym elementem procedury w regulacji typu  $RPI - X$ , jest uzgodnienie wskaźnika poprawy efektywności  $X$  dla każdej z firm. Wynik analizy porównawczej stanowiłby obiektywny wkład do negocjacji na temat jego wysokości.

Regulacja wykorzystująca wyniki analizy ekonometrycznej jest wtedy skuteczna jeżeli firmy są porównywalne, tzn. można dokonać standaryzacji w ich działalności, nie ma istotnych ograniczeń technologicznych i dysponujemy dostatecznie liczną próbą. Polski podsektor dystrybucji wydaje się spełniać te kryteria. 33 Zakłady Energetyczne powstały z podzielenia 5 Okręgów Energetycznych, wcześniej działających jako typowe przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. Wysoki stopień scentralizowania zapewniał ich równomierny rozwój i zbliżone standardy działania<sup>7)</sup>. Stąd założenie, że potencjał technologiczny i majątkowy poszczególnych firm odpowiada potencjałowi obsługiwanego rynku wydaje się zasadne. Firmy z tej branży, w odróżnieniu na przykład od telekomunikacji, nie prowadzą na szeroką skalę własnej działalności badawczo-rozwojowej, mają więc te same szansę w adaptacji zewnętrznych innowacji technicznych. Stąd założenie o braku ograniczeń w dostępie technologii wydaje się również uprawnione.

5. Vickers J., Yarrow G.,: Privatisation an Economic Analysis, The MIT Press Cambridge, Massachusetts, London England, 1991.

6. Głównie Wielka Brytania i Stany Zjednoczone, branże: energetyczna, telekomunikacyjna, wodno-kanalizacyjna.

7. Jednym z dowodów na porównywalny potencjał majątkowy jest wysoka korelacja pomiędzy wartością księgową majątku poszczególnych spółek a liczbą obsługiwanych klientów w podziale na grupy.

Jakość modelowania ekonometrycznego zależy od jakości i dostępności danych. Dzięki wprowadzeniu przed 6 laty spójnej systematyki i rygorów w publikowaniu danych, możliwe jest dokładne scharakteryzowanie działalności firm oraz śledzenie jej w czasie. To z kolei pozwala na wyizolowanie czynników determinujących różnice w warunkach popytu i podaży bez obawy, że wyniki będą przypadkowe.

Zagadnienia „kartelizacji”, manipulowania danymi, jakości usług itp., nierozdzielnie łączą się z każdym mechanizmem regulacji. Ich implikacje dla modelu porównawczego mają o tyle istotne znaczenie, o ile wprowadzenie silne pro-efektywnościowych bodźców stwarza naturalne niebezpieczeństwo nadużyć.

Jeśli chodzi o rozstrzyganie konfliktów pomiędzy Regulatorem firmą regulowaną w zakresie dozwolonych kosztów to wydaje się, że tym co mogłoby uchronić regulację przed groźbą niekończących się sporów byłoby zdefiniowanie możliwie jasnych kryteriów oceny efektywności. Jeżeli zatem rola Regulatora polega na eliminowaniu nieefektywności, musi on dysponować możliwie obiektywnym narzędziem do wyznaczania uzasadnionego poziomu kosztów. Włączenie wyników analizy porównawczej do procesu regulacji powinno być traktowane jako próba eliminacji nieobiektywnych i trudnych do weryfikacji argumentów w dyskusjach o rezerwach kosztowych poszczególnych firm. W przypadku, gdy negocjacje będą się przedłużać i kompromis pomiędzy firmą a Regulatorem okaże się niemożliwy, firma musi się liczyć ze stanowczą postawą Regulatora. Jeżeli nastąpi odwołanie do sądu od jego decyzji, materiał analityczny będzie podstawą uzasadnienia tej decyzji.

### **Charakter rynku i dane służące analizie porównawczej**

Od 1990 r. podsektor składa się z 33 regionalnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych (Zakładów Energetycznych) pełniących rolę lokalnych dostawców elektryczności do finalnych odbiorców. Dotychczas Zakłady Energetyczne (ZE) sprzedawały odbiorcom energię elektryczną w cenach uwzględniających opłatę za energię i usługę. Nowe Prawo Energetyczne, wprowadza rozdział pomiędzy działalność handlową (obróć energią) i działalność sieciową (działalność w zakresie przesyłu i dystrybucji).

Wszystkie istniejące ZE otrzymały koncesję dla prowadzenia działalności sieciowej (w zakresie przesyłania i dystrybucji energii), utrzymując na swoim terenie status monopolisty. ZE, który oprócz takiej koncesji ma również koncesję na obróć energią elektryczną (co ma obecnie miejsce w przypadku wszystkich ZE), uzyskuje z tytułu tej drugiej działalności przychody proporcjonalne do ilości sprzedanych kWh. W tym zakresie pełni rolę pośrednika pomiędzy producentem a odbiorcą finalnym, sprzedając każdą kWh energii z pewną marżą. Jego zysk zależy od ceny energii wynikającej z kontraktów z elektrowniami (lub ceny po której kupuje energię od innych pośredników, np. PSE), opłaty przesyłowej PSE, ceny sprzedaży, którą zaakceptują klienci i ilości energii sprzedanej.

Z punktu widzenia regulacji, działalność ta jest mało interesująca. Można sobie wyobrazić, że udzielając dosta-

tecznie wielu koncesji na obróć i przy braku ograniczeń w dostępie do sieci<sup>8</sup>), firmy będą ze sobą konkurować, a klienci mając możliwość wyboru, będą wybierać firmy o najniższych cenach<sup>9</sup>).

Inaczej wygląda sytuacja z działalnością sieciową. Oplaty za usługi sieciowe, w odróżnieniu od opłat za energię, powinny być niezależne od ilości energii dostarczonej klientowi. Jedynie część opłat przesyłowych rekompensująca straty sieciowe<sup>10</sup>) powinna zależeć od ilości dostarczonej energii. Oplata stała powinna być naliczana w wysokości proporcjonalnej do mocy jaką zamówił odbiorca lub odpowiadać pewnej ustalonej wartości zryczałtowanej, która rekompensować powinna koszty poniesione przez ZE z tytułu świadczenia usług sieciowych.

Zakład Energetyczny jest wyłącznym właścicielem majątku i jedynym dostawcą usług sieciowych na swoim terenie. Fakt istnienia tylko jednego usługodawcy powoduje, że klienci znajdujący się na terenie jego działania, skazani będą na korzystanie tylko z jego usług. Stawia to ZE w pozycji monopolisty i stwarza niebezpieczeństwo wykorzystania tej pozycji do żądania cen monopolistycznych. Dlatego też działalność sieciowa, szczególnie w części dotyczącej ustalania cen, musi podlegać regulacji.

Proponowany model regulacji porównawczej powinien więc dotyczyć tylko działalności sieciowej ZE. Proces obsługi klientów znajdujących się w zasięgu działania ZE można scharakteryzować w następujący sposób: firma zarządza majątkiem sieciowym na terenie swojego działania w celu zapewnienia klientom dostaw energii; w związku z tym inwestuje w niezbędną infrastrukturę sieciową, przyłączając każdego z klientów do własnej sieci lokalnej z jednej strony, i ogólnopolskiej sieci przesyłowej PSE z drugiej strony. Na poziomie operacyjnym, zapewnienie ciągłości dostaw wymaga sterowania, konserwacji i pomiarów. Proces ten komplikuje obsługa klientów na trzech poziomach napięć, ich geograficzne rozproszenie oraz zmienność dobową i roczną popytu.

Koszty działalności można podzielić na kapitałowe, związane z rekapitalizacją majątku i finansowaniem inwestycji oraz koszty operacyjne związane z utrzymaniem majątku, bieżącym zarządzaniem, obsługą klientów oraz stratami sieciowymi. Niestety w praktyce koszty we wszystkich tych kategoriach bardzo trudno przyporządkować pojedynczym klientom aby następnie uzyskać ich adekwatny zwrot w cenach usług.

Jedyną wiarygodną informacją kosztową dotyczącą działalności operacyjnej są łączne koszty operacyjne poniesione przez ZE, podlegające audytowi i zapisane w rachunku wyników. Koszty strat możliwe są do oszacowania na podstawie pomiarów i bilansu energii oraz średniej ceny hurtowej zakupu energii.

8. Dzięki zasadzie dostępu stron trzecich (TPA) ZE będzie zobowiązany do udostępniania swojej sieci przesyłowej również innym uczestnikom obrotu energią elektryczną.

9. Poza niektórymi ZE, kilkanaście innych podmiotów uzyskało już koncesję na hurtowy obróć energią (lub jest w trakcie jej uzyskiwania); kalendarz liberalizacji przewidyuje pełne otwarcie rynku na konkurencję w obrotach w końcu 2005 r.

10. Termin straty sieciowe odnosi się do pozycji „straty i różnice bilansowe” w publikacjach Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, ARE, Warszawa, 1998 i Katalog Spółek Dystrybucyjnych, ARE, Warszawa, 1998.

Gdyby firmy działały w identycznych warunkach podaży i popytu, miały taką samą strukturę i liczbę klientów oraz pracowały na takim samym majątku, wówczas różnice w ponoszonych przez nich kosztach wynikałyby z różnic w efektywności zarządzania. W rzeczywistości 33 firmy dystrybucyjne różnią się od siebie we wszystkich wymienionych wyżej wymiarach. Proste porównanie kosztów bez uwzględnienia specyfiki firm i rynków nie daje żadnych podstaw do wnioskowania o ich efektywności operacyjnej. Podobnie, odniesienie tych kosztów do pojedynczych zmiennych (np. ogólnej liczby odbiorców), również nie dawałoby odpowiedzi na pytanie która z firm, z mniejszym czy większym średnim kosztem na odbiorcę działa bardziej efektywnie.

Dane dotyczące warunków działania spółek w latach 1994–97, takie jak: składniki majątku sieciowego, struktura odbiorców, wielkości sprzedaży, strat i różnic bilansowych itp. zostały zebrane z publikacji Agencji Rynku Energii (por. przypis 10).

Spośród 51 zmiennych i wskaźników, charakteryzujących 33 spółki dystrybucyjne, wybrane zostały 27 zmienne, które w wyniku analizy korelacji z kosztami, jak również w drodze racjonalnego wyboru zostały uznane jako te, które w możliwie najlepszy sposób charakteryzują warunki działania spółek.

Material ten pozwala na ocenę pozycjonowania każdej ze spółek na tle podsektora ze względu na każdą ze zmiennych charakterystycznych. Może okazać się szczególnie przydatny na etapie dyskusji o różnicach w warunkach działania, które uzasadniałyby decyzje regulacyjne.

W efekcie wektor zmiennych charakterystycznych dla pojedynczej spółki został zdefiniowany przez 27 zmienne reprezentujące warunki techniczne i rynkowe każdej ze spółek. Wykaz tych zmiennych znajduje się w Tabeli 1.

Dane kosztowe z lat 1994–97, a więc wartości współrzędnych wektora kosztów rzeczywistych C pochodzą ze sprawozdań finansowych ZE publikowanych w Monitorze Polskim. Według tych sprawozdań w kosztach operacyjnych spółek dystrybucyjnych wykazywana jest wartość sprzedanych towarów i materiałów, co w zdecydowanej większości odpowiada kosztom zakupu energii oraz pozostałe koszty rodzajowe, odpowiadające kosztom poniesionym na realizację przez spółki działalności sieciowej.

Dlatego też, przyjęto, że przedmiotem analizy porównawczej powinny być tylko te ostatnie koszty (klasyfikowane jako „koszty wytworzenia sprzedanych produktów”), a więc bez kosztów zakupu energii, pomniejszone następnie o amortyzację<sup>11</sup>). Wyłączenie amortyzacji jest podyktowane tym, że na jej wysokość zarządzający nie mają wpływu w bieżących decyzjach operacyjnych. Amortyzacja powinna być natomiast składnikiem kosztów kapitałowych.

Tabela 1. Wykaz zmiennych charakterystycznych wykorzystywanych w modelu

**Zmienne charakterystyczne**

- 1 Długość linii napowietrznych WN
- 2 Długość linii napowietrznych SN

- 3 Długość linii napowietrznych nN
- 4 Długość linii kablowych nN
- 5 Długość linii kablowych SN
- 6 Moc transformatorów WN/SN
- 7 Moc transformatorów SN/SN
- 8 Moc transformatorów SN/nN
- 9 Liczba odbiorców na WN
- 10 Liczba odbiorców na SN
- 11 Liczba odbiorców na nN
- 12 Liczba odbiorców w taryfie C
- 13 Liczba odbiorców w taryfie G
- 14 Liczba odbiorców - gosp. domowe
- 15 Liczba odbiorców - gosp. rolne
- 16 Liczba odbiorców przemysłowych
- 17 Liczba odbiorców trakcji miejskiej
- 18 Gęstość odbiorców
- 19 Gęstość sieci
- 20 Sprzedaż odbiorcom na WN
- 21 Sprzedaż odbiorcom na SN
- 22 Sprzedaż odbiorcom na nN
- 23 Sprzedaż odbiorcom w taryfie C
- 24 Sprzedaż odbiorcom w taryfie G
- 25 Liczba Stacji Elektrycznych 110 kV
- 26 Liczba Stacji Elektrycznych SN i nN
- 27 Średnie wynagrodzenie w regionie

Na efektywność operacyjną składa się efektywność kosztowa i efektywność strat. Obie z nich należy rozpatrywać łącznie (choć należy zauważyć, że skala obu z nich jest w przypadku niektórych spółek porównywalna: łączne koszty operacyjne (bez amortyzacji) w 1997 r. wyniosły ok. 2.9 mld zł, natomiast łączne koszty strat w kosztach zakupu energii szacuje się na ok. 1.9 mld zł).

Koszty operacyjne, będące wydatkami na utrzymanie majątku sieciowego, sterowanie i utrzymanie ruchu oraz obsługę klientów wyznaczają (lub będą w przyszłości wyznaczały) poziom opłat za usługi sieciowe. Według kryteriów przyjętych w analizie, oraz w oparciu o posiadane dane finansowe, istnieją znaczne dysproporcje w efektywności świadczenia tych usług. Uzyskanie efektywności na poziomie średniej w branży wymagałoby w skrajnym przypadku około 45% redukcji kosztów w stosunku do kosztu z 1997 r.

O 5 kolejnych spółkach można mówić, że ich efektywność operacyjna jest trwale poniżej średniej efektywności podsektora (o 11–29%). Jeżeli zatem średni poziom efektywności uznać za uzasadniony, to przyzwolenie na jego przekroczenie w tych granicach musiałoby znaleźć solidną argumentację ze strony spółki. O podobnych prawidłowościach można mówić w przypadku strat, przy czym nie można jednoznacznie stwierdzić, czy spółka efektywna kosztowo ma również wyższą efektywność pod względem strat i odwrotnie, gdyż oba rodzaje efektywności nie są ze sobą skorelowane.

Metoda pozwala zatem na ocenę istniejących rezerw w ponoszonych przez firmy kosztach operacyjnych ogółem bez rozróżniania, w której kategorii kosztów rodzajowych (wynagrodzenia, usługi obce, materiały itp.) ani przy obsłu-

11. Jest to definicja odnosząca się do pojęcia „kosztów operacyjnych”, stosowanego w opracowaniu.

dze których grup klientów firma powinna te rezerwy uruchomić. Takie podejście ma zresztą pełne uzasadnienie praktyczne. Od zarządzających firmami zależy bowiem decyzja o sposobie wykorzystania zasobów lub korzystania z usług zewnętrznych. Miarą trafności tych decyzji jest uzyskiwany przez firmy poziom efektywności mierzony ponoszonym przez nie kosztem operacyjnym ogółem. Regulator nie powinien zatem decydować za firmę, gdzie szukać rezerw, gdyż wkraczałby w obszar, w którym zarządzający powinni mieć większe kompetencje od niego. Rola Regulatora powinna więc zostać ograniczona wyłącznie do zidentyfikowania nieefektywności. Stąd też rozpoznane rezerwy w kosztach ogółem powinny służyć Regulatorowi do wyznaczania dozwolonego łącznego poziomu przychodów<sup>12</sup>).

### Skala potencjalnych redukcji kosztów

Odchylenia rzeczywistych kosztów operacyjnych od średnich w branży mogą być traktowane jako punkt wyjścia do formułowania wniosków dla regulacji dozwolonego poziomu przychodów i symulacji efektów finansowych dla spółek w kolejnych latach do następnego przeglądu regulacyjnego. Analiza taka wymaga czterech założeń:

- 1) należy rozstrzygnąć jaką wagę w odchyleniach od średniej przypisać wpływowi pominięcia pewnych nieobserwowalnych zmiennych skorelowanych z kosztami, a jaką rzeczywistym różnicom w efektywności;
- 2) należy ustalić ścieżkę dochodzenia do efektywności docelowej (średniej podsektora) firm nieefektywnych, tzn. możliwą do osiągnięcia roczną skalę redukcji nieefektywności;
- 3) należy zdefiniować ogólny wskaźnik poprawy efektywności podsektora, który nakładałby wymagania co do redukcji kosztów na wszystkie ZE, niezależnie od ich efektywności wyjściowej;
- 4) należy wreszcie zdecydować, czy spółki efektywne, posiadające koszty niższe od średnich będą miały możliwość uzyskania przychodów na poziomie kosztów średnich w podsektorze a więc przekraczające ich koszty rzeczywiste.

Ogólna formuła regulacyjna w stosunku do kosztów operacyjnych miałaby zatem postać:

$$\Delta_i = RPI - \delta_i = RPI - (A_i + B),$$

gdzie:

- $\Delta_i$  – roczny wskaźnik redukcji kosztów operacyjnych;
- RPI – prognozowana stopa inflacji;
- $\delta_i$  – roczna łączna stopa redukcji kosztów operacyjnych;

- $A_i$  – roczna stopa redukcji kosztów operacyjnych firm;
- B – ogólny wskaźnik poprawy efektywności podsektora.

Jeśli założyć, że firmy uznane za nieefektywne powinny zredukować koszty co najmniej do wyznaczonej średniej w podsektorze, co jest równoznaczne z założeniem, że nie uwzględnia się możliwego błędu metody:

$$\hat{C} = C - e$$

wówczas oznaczałoby to łączną redukcję kosztów operacyjnych co najmniej o 86 mln PLN rocznie (w cenach z 1997 r.), tzn. ok. 3% rocznie. Przy czym w skrajnych przypadkach, wymagałoby to rocznej redukcji o ok. 15%.

Przy założeniu, że błąd metody opowiada np. za 50% odchylenia, tzn.:

$$\hat{C} = C - 1/2 e$$

wówczas jedynie 50% potencjalnej skali redukcji przypisuje się poprawie efektywności<sup>13</sup>. Takie podejście wymuszałoby o połowę mniejszą redukcję kosztów.

Stopa redukcji kosztów w poszczególnych latach powinna być ustalana indywidualnie dla każdej z firm w zależności od całkowitej skali rezerw, przyczyn nieefektywności i ewentualnych kosztów restrukturyzacji. Należy się spodziewać, że dla większości ZE roczna stopa redukcji kosztów operacyjnych  $A_i$  będzie się mieścić w przedziale 0–5% rocznie przy założeniu 3 letniego okresu do kolejnego przeglądu regulacyjnego. Ważnym rozstrzygnięciem jest ponadto czy firmy, w stosunku do których stwierdzono największe rezerwy, mają realne szanse na wyższe redukcje od np. 5%.

Wskaźnik poprawy efektywności podsektora, B, powinien uwzględniać roczne możliwości redukcji kosztów z tytułu ogólnej poprawy efektywności operacyjnej (wynikające głównie z postępu technicznego i postępu w zakresie metod zarządzania). Jego rolą byłoby ponadto ograniczenie zysków firm uznanych za efektywne, w stosunku do których należy również spodziewać się poprawy efektywności operacyjnej. W analizie przyjęto wartość wskaźnika B na 1%.

W stosunku firm efektywnych, poza tym założeniem nie są konieczne inne założenia dotyczące redukcji kosztów. Natomiast kwestią do rozstrzygnięcia jest przyznanie im lub nie prawa do przychodów pokrywających średnie koszty w branży, a tym samym zezwolenia na akumulowanie znacznych zysków. Wydaje się, że w celu zdobycia pierwszych doświadczeń regulacyjnych wskazane jest jednak wprowadzenie ograniczeń w kumulowaniu zysków poprzez utrzymanie przychodów na pokrywających dotychczasowy poziom kosztów. Należy jednak przyznać, że odbywa się to kosztem odejścia od uniwersalnej formuły regulacji porównawczej i osłabia jej bodźcowy charakter.

12. Pewną niezręcznością jest więc stosownie pojęcia regulacji cen w stosunku do regulacji działalności sieciowej spółek dystrybucyjnych wg formuły  $RPI - X$ . Poprawniejszym określeniem byłaby regulacja przychodów i energii dostarczonej daje wprowadzie wynik w postaci ceny, ale w przypadku działalności sieciowej trudno znaleźć dla niej interpretację. Ponadto należy zaznaczyć, że spółka sieciowa, nie ma wpływu na ilość energii, która przepływa przez jej sieć, gdyż to zależy w pierwszej kolejności od zapotrzebowania odbiorców znajdujących się w obszarze jej działania. W mianowniku formuły ceny wskaźnikowej znajduje się więc wielkość umowna, nie mająca nic wspólnego z większością kosztów ponoszonych przez spółki w ramach ich działalności sieciowej.

13. Taką formułą posługuje się Regulator w regulacji porównawczej firm sektora wodno-kanalizacyjnego w Wielkiej Brytanii.

### Rekomendacje regulacyjne

□ Model regulacji porównawczej może być przydatnym narzędziem w ocenie efektywności operacyjnej spółek dystrybucyjnych, jednak, jak każdy model będący uproszczeniem rzeczywistości, nie gwarantuje uwzględnienia wszystkich czynników wpływających na efektywność.

□ Zarówno rozważania teoretyczne jak i część analityczna modelu potwierdzają, że przychody spółek działających w podsektorze dystrybucji, a w szczególności dla ich działalności sieciowej, mogą być regulowane w oparciu o wzajemne porównywanie wyników osiąganych przez poszczególne spółki.

□ Należy zaznaczyć, że poprawność wyników analiz, a zatem i wniosków dla Regulatora, będzie zależała od danych wejściowych do modelu. Podczas gdy warunki w jakich działają spółki są dobrze i spójnie scharakteryzowane przez zmienne rynkowe, majątkowe i techniczne, pewne wątpliwości może budzić wartość rzeczywistych kosztów, na podstawie których dochodzi do porównywania efektywności.

□ Dlatego też przed przystąpieniem do procedury analiz taryf, której celem jest ich akceptacja lub odrzucenie zalecane jest zbudowanie spójnej bazy danych, głównie kosztowych, dla wszystkich regulowanych spółek. Możliwe jest to do zrealizowania w drodze wypełnienia przez spółki standardowych kwestionariuszy, w których zostaną zdefiniowane te same kategorie kosztów ponoszonych przez spółki. Należy zaznaczyć, że najważniejszym kryterium w definiowaniu tych kategorii kosztów powinien być rozdział na działalność koncesjonowaną i niekoncesjonowaną<sup>14</sup>). Ponieważ dotychczas zdecydowana większość spółek prowadziła wspólną ewidencję kosztową dla działalności sieciowej i obrotu, koszty obu tych działalności będą podawane łącznie. Zatem ocena efektywności operacyjnej będzie również odnosiła się do obu tych działalności łącznie. Nie ulega jednak wątpliwości, że to działalność sieciowa pochłania zdecydowanie większą część kosztów i od jej efektywności będzie zależał poziom kosztów ogółem. Stąd nawet przy tym podejściu można mówić o porównywaniu efektywności dla tej działalności sieciowej. Alternatywnie, można by próbować dzielić historyczne koszty na obrót i dystrybucję, ale może okazać się to bardziej subiektywne a przez to prowadzić do mniej porównywalnych wyników niż przy podejściu zagregowanym. Ponadto analiza powinna zostać uzupełniona o wyniki możliwie aktualne tzn. dane kosztowe ze spółek za 1998 rok i ewentualnie za pierwsze półrocze 1999. Uruchomienie modelu dla nowego zestawu danych nie przedstawia w tym momencie żadnego problemu.

□ Ostateczny wskaźnik poprawy efektywności dla każdej ze spółek powinien być wypadkową zidentyfikowanych re-

zerw dla każdej kategorii kosztów. Osobno zatem powinny być definiowane wskaźniki redukcji dla kosztów operacyjnych, dla poziomu strat i dla kosztów kapitałowych (jeżeli zapadnie decyzja o systematycznym podejściu do tej kategorii kosztów), a następnie powiązanie w spójnej projekcji finansowej (w postaci modelu finansowego) dla każdej ze spółek.

□ Regulacja będzie zawsze zawierała element negocjacji. Wyniki modelu mogą jedynie ułatwić prowadzenie takich negocjacji. Nie powinny natomiast przesądzać o ich wyniku.

□ Wydaje się, że im bardziej przejrzyste i zrozumiałe będą kryteria regulacji tym cele regulacji będą łatwiejsze do osiągnięcia. Już dzisiaj można mówić o znacznym zainteresowaniu modelem regulacji porównawczej wśród zarządzających spółkami. Sam fakt usankcjonowania takiego mechanizmu jako jednego z narzędzi regulacji i prezentacja założeń modelu powinny mobilizować firmy do poprawy efektywności.

□ Nieuchronny proces konsolidacji poziomej w podsektorze powinien przebiegać w taki sposób aby nie utracić możliwości stosowania metod porównawczych do działalności sieciowej poszczególnych podmiotów. Podczas, gdy w obrocie istnieją przekonujące argumenty za ekonomią skali, takich argumentów jest niewiele dla działalności sieciowej. Urząd Regulacji Energetyki powinien mieć jasny i stanowczy pogląd dotyczący dopuszczalnej koncentracji poziomej w podsektorze.

□ Wskazane byłoby więc utrzymywanie możliwie zdeintegrowanej i przejrzystej formuły sprawozdawczości majątkowej, rynkowej i finansowej działalności dystrybucyjnej spółek (co nie przesądza o możliwości powiązań kapitałowych). Ma to znaczenie zarówno dla subsydiowania skróśnego jak i „jakości statystyki”, tzn. zwiększenia prawdopodobieństwa poprawności wyników dzięki poddaniu pod analizę możliwie licznej próby.

□ Należy się spodziewać, że prywatyzacja podsektora sprawi, że regulacja porównawcza będzie odgrywać coraz większą rolę. Nie można wykluczyć ponadto, że ten rodzaj regulacji (nawet nie do końca formalny) będzie jednym z podstawowych mechanizmów stymulujących efektywność na integrującym się rynku europejskim.

□ Już dziś mogą być podejmowane próby zastosowania porównawczych metod oceny efektywności dla przedsiębiorstw przesyłu – operatorów sieci. Wymaga to wprowadzenia sięgnięcia po dane z innych krajów, jednak przy braku jakiegokolwiek punktu odniesienia, formułowanie standardów co do efektywnego działania polskiego operatora sieci przesyłowej jest niemożliwe. Wcześniej zdobyte doświadczenia w tym względzie będą z całą pewnością procentować w procesie negocjowania taryf przesyłowych.

### Podsumowanie

Skoro asymetria informacyjna osłabia skuteczność regulacji, Regulator powinien dążyć do redukcji tej asymetrii. Jedną z metod uzyskania dodatkowych informacji o poziomie efektywności danej firmy jest porównanie jej wyników z wynikami innych firm. Ze względu na stosunkowo mało zdwyersyfikowaną działalność, dostęp do tych samych

14. W sprawozdaniach finansowych Spółek, które służyły jako źródło dla informacji o kosztach, nie ma jednoznacznego rozdziału na działalności koncesjonowane. Choć z dużym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że koszty mieszczące się w kategorii „koszty wytworzenia sprzedanych produktów” odpowiadają kosztom prowadzenia przez spółki działalności sieciowej, to przy braku pewności istnieje dodatkowe ryzyko popełnienia błędów w klasyfikacji poziomu efektywności pojedynczych spółek.



technologii i zbliżone standardy działania, firmy podsektora dystrybucji energii elektrycznej w zakresie działalności sieciowej, spełniają warunki konieczne dla porównywalności statystycznej warunków działania i kosztów.

W modelu regulacji porównawczej za uzasadniony poziom kosztów przyjmuje się średni poziom kosztów uzyskiwany przez pozostałe firmy sektora. Według tego kryterium firmami efektywnymi są te, które po uwzględnieniu różnic w warunkach popytu i podaży mają koszty niższe niż średnie w sektorze. Regulator, zezwalając na ceny rekompensujące wyłącznie średnie koszty sektora, motywuje w ten sposób firmy do obniżenia kosztów co najmniej do przeciętnych w branży.

Zmiennymi najbardziej skorelowanymi z kosztami są: liczba odbiorców i sprzedaż na Nn (taryfy G) oraz moc transformatorów na SN/nN. Jednak ograniczenie liczby zmiennych wyjaśniających tylko do kilku, co jest typowe dla klasycznej regresji wielowymiarowej i założenie, że pozostałe nie mają wpływu na koszt osłabia dokładność analiz i mogłoby pogorszyć jakość regulacji. Dlatego też klasyczna metoda regresji wielowymiarowej nie jest optymal-

na. Rozwiązaniem może tu być zastosowanie metody PCR – regresji składników podstawowych macierzy kowariancji zmiennych wyjaśniających. Pozwala to na uwzględnienie znacznie większej liczby skorelowanych ze sobą zmiennych charakteryzujących warunki działania firm.

Podsumowując, można wskazać na cztery podstawowe zalety zaprezentowanej metody: po pierwsze stanowi pewną metodyczną całość i wykorzystuje powtarzalność w procesie regulacji, po drugie wyposaża Regulatora w dodatkowe informacje o efektywności kosztowej, ograniczając skalę asymetrii informacyjnej, po trzecie zakłada podejście względne, w którym skala ocen efektywności nie wykracza poza realia ekonomiczne sektora, po czwarte wreszcie daje możliwość zobiektywizowania dyskusji pomiędzy Regulatorem a firmą na temat istniejących rezerw kosztowych. W efekcie może uzasadniać zawsze budzące kontrowersje decyzje Regulatora odnośnie wyboru wskaźnika X w formule  $RPI - X$ .

Opracowano  
w Departamencie Planów i Analiz URE

## FINANSOWANIE PRZEZ STRONĘ TRZECIĄ INWESTYCJI ENERGOOSZCZĘDNYCH

Jacek Biedrzycki

**W ostatnim czasie zauważyć można coraz większe zaangażowanie firm typu ESCO (energy saving company, ostatnio skrót ten tłumaczony jest także jako energy service company) w modernizację obiektów energetycznych (przede wszystkim ciepłowniczych). Oferta firm tego typu ze względu na ilość oraz wielkość potencjalnych inwestycji skierowana jest na rynki lokalne i budzi znaczne nadzieje na zainteresowanie proponowanymi usługami samorządów lokalnych, przedsiębiorstw komunalnych i zakładów przemysłowych.**

### Prezentacja formuły ESCO

W procesie realizacji przedsięwzięć modernizacyjnych zainteresowane podmioty mogą pozyskiwać kapitał niezbędny do ich przeprowadzenia z różnych kierunków. Najważniejszymi źródłami finansowania inwestycji są kapitały pochodzące z:

1. środków własnych,
2. kredytów,
3. różnego typu dotacji,
4. leasingu,  
bądź
5. finansowania przez stronę trzecią.

Koncepcja finansowania inwestycji przez stronę trzecią jest efektem słabej kondycji ekonomicznej wielu spośród podmiotów zainteresowanych poprawą energochłonności bądź gruntowną modernizacją infrastruktury energetycznej znajdującej się w ich gestii, jak również brakiem odpowiedniej kadry posiadającej kwalifikacje pozwalające na profesjonalne przygotowanie projektu. Co prawda istnieje możliwość ubiegania się przez podmioty o środki finansowe przyznawane przez NFOŚ oraz Ekofundusz w postaci dotacji do projektów, jednakże wielu spośród zainteresowanych nie jest w stanie spełnić warunków określanych co roku przez w/w instytucje.

Podmiotom borykającym się z problemami tego typu wychodzą naprzeciw wyspecjalizowane firmy typu ESCO świadczące usługi, w zakresie zarówno projektowania, przygotowywania jak i wykonawstwa, przy jednoczesnym zapewnieniu sfinansowania inwestycji.

Idea działania firm typu ESCO łączy w sobie pomoc techniczną z równoczesnym zapewnieniem środków finansowych w wysokości umożliwiającej przeprowadzenie prac poprawiających efektywność wykorzystania energii. Przy czym prace prowadzi podmiot niezależny od użytkowników. Spłata zobowiązań wobec firmy typu ESCO po-

chodzi z przychodów wygenerowanych za sprawą redukcji kosztów zakupu energii będącej efektem inwestycji modernizacyjnej. Podstawowe różnice między tradycyjnymi sposobami finansowania a finansowaniem przez stronę trzecią polegają na tym, że w przypadku zastosowania TPF (finansowanie przez stronę trzecią) wszystkie usługi techniczne oraz finansowanie inwestycji prowadzone są przez jeden podmiot. Projekty tego typu mogą być wdrażane tylko w tych firmach, w których występują straty energetyczne. Wszędzie tam gdzie zarządzający firmą bądź instytucją o charakterze publicznym nie są w stanie rozpoznać wielkości strat energii, z powodu:

- niskiej świadomości energetycznej oraz braku wiedzy z zakresu oszczędnego użytkowania energii,
  - braku wykwalifikowanych pracowników będących w stanie ocenić bieżący poziom strat i wyciągnąć wnioski,
  - braku środków finansowych na przeprowadzenie stosownych badań,
- występuje możliwość skorzystania z usług firm ESCO.

Firmy ESCO będą opracowywały projekty poprawy efektywności we własnym zakresie, ale tylko wtedy gdy będą miały zagwarantowany zadowalający je zwrot środków zaangażowanych w realizację takiego projektu.

Realizacja projektów inwestycyjnych, oferowanych przez firmy ESCO opierać się może na zasadach:

– **BOO (Build–Operate–Own)**, która jest zasadą popularną w krajach zachodnich a sprowadza się ona do stałego zaangażowania operatora (typu ESCO) począwszy od budowy a skończywszy na stałej obsłudze obiektu. W tym przypadku obiekt byłby jego trwałą własnością. Dodać należy, że ta zasada realizacji inwestycji jest preferowana, przynajmniej przez niektóre, firmy ESCO.

– **BOT (Build–Operate–Transfer)**, jest to forma inwestowania, preferowana przez gminy, polegająca na wybudowaniu obiektu, zarządzaniu nim w początkowym okresie, rozruchu oraz próbach technicznych, i następnie przekazaniu go zleceniodawcy. Istnieje także możliwość wydłużenia okresu zarządzania obiektem przez operatora. Metoda ta otrzymała miano systemu BOOT (Build–Own–Operate–Transfer). W przypadku realizacji systemu BOT operator czerpałby zyski z energii zaoszczędzonej w wyniku przeprowadzonej inwestycji.

Sukcesy projektów energooszczędnych realizowanych przez firmy ESCO opierają się na: zaufaniu banków do wiedzy technicznej firm realizujących projekty, pewności firm ESCO co do skali oszczędności energii u kontrahenta, zaufaniu klienta do wiarygodności i rzetelności firmy ESCO.

Metoda prowadzenia inwestycji energooszczędnych w oparciu o finansowanie przez stronę trzecią, jak każda metoda, ma mocne i słabe strony. Do zalet tej metody sprawiających, że użytkownicy energii mogą interesować się tym sposobem finansowania zaliczyć można:

**1. Możliwość równoczesnego prowadzenia przez firmę ESCO doradztwa technicznego.** Należy bowiem podkreślić, że podmioty użytkujące energię doskonale znając techniczne szczegóły prowadzonych przez siebie procesów produkcyjnych niejednokrotnie nie są zaznajomione

z zagadnieniami zarówno na temat efektywnego wykorzystania jak i skojarzonego wytwarzania nośników energii. Zaś dla firm prowadzących usługi energetyczne w/w aspekty stanowią zasadniczy element ich działalności podstawowej i co za tym idzie są one bardzo dobrze przygotowane do prowadzenia doradztwa technicznego w tym zakresie. Co prawda można powiedzieć, że pewną praktyką jest korzystanie przez firmy typu ESCO z usług niezależnych konsultantów, lecz z punktu widzenia użytkownika energii posłużenie się umową o finansowaniu przez firmę ESCO daje mu komfort współpracy z jednym partnerem. W ten sposób podmiot zlecający wykonanie projektu unika niedogodności związanych z koniecznością współpracy z wieloma różnymi niezależnymi firmami. To zaś wpływa na szybszą realizację i wdrożenie projektu aniżeli w przypadku, w którym użytkownik prowadziłby prace własnymi siłami.

**2. Fakt, że podmiot zlecający realizację projektu nie ponosi żadnych obciążeń występujących w początkowej fazie inwestowania w program oszczędzania energii.** Tak więc rozwiązanie tego typu stwarza możliwość wdrożenia projektów umożliwiających redukcję kosztów energii tym użytkownikom, którzy nie dysponują wystarczającym kapitałem. Poza tym finansowanie przez stronę trzecią może okazać się atrakcyjną formą dla firm oraz instytucji posiadających wolne środki, umożliwiając im uzyskanie korzyści pochodzących z oszczędnego użytkowania energii bez jednoczesnego zamrażania środków finansowych. To zaś pozwala przeznaczyć tak „zaoszczędzone” środki na cele związane z unowocześnieniem działalności podstawowej prowadzonej przez dany podmiot.

**3. Zmniejszenie ryzyka ponoszonego przez podmiot zlecający modernizację.** Ten aspekt odnosi się do przejścia przez firmę ESCO całości ryzyka technicznego oraz części finansowego związanego z realizacją projektu.

Zasadniczą wadą tego sposobu realizowania inwestycji jest złożoność oraz czasochłonność procesu negocjowania umowy pomiędzy firmą ESCO a zainteresowanym podmiotem. Ponadto jest to proces kosztowny. Wspomnieć tutaj wypada, że firma oferująca usługi energetyczne ponosząc określone ryzyko, wystawia za nie rachunek, co przejawia się określeniem przez nią spodziewanego poziomu zysku. Tak więc przy założeniu, że podmiot chcący przeprowadzić inwestycję poprawiającą użytkowanie energii posiada stosowne w tym celu środki finansowe oraz techniczne poniesie mniejsze koszty wdrożenia projektu realizując go samodzielnie.

Negocjowanie kontraktu okazuje się być na ogół o wiele bardziej skomplikowane aniżeli przeprowadzenie technicznych aspektów przedsięwzięcia takich jak audyt energetyczny oraz instalacja urządzeń. Przy odmiennych podejściach stron kontraktu, do idei finansowania przez stronę trzecią, zasadniczego znaczenia nabiera konieczność precyzyjnego określenia poziomu zużycia energii, który zostanie przyjęty jako punkt odniesienia, względem którego będzie się dokonywało pomiarów oszczędności. Z tego wynika konieczność zebrania szczegółowych danych na temat poziomu zużycia energii przed przystąpieniem do realizacji projektu. Dane te są niezbędne do określenia

wskaźnika zużycia energii w stosunku do powierzchni budynków bądź wielkości produkcji przemysłowej. Określenie w/w parametrów pomaga firmie ESCO na rzetelne i planowe wywiązanie się z umowy o finansowaniu przez stronę trzecią. Innymi lecz może jeszcze ważniejszymi problemami, jakie mogą się pojawić przy negocjacjach, są ograniczenia prawne oraz problemy z ustaleniem własności urządzeń. Jako, że firma ESCO inwestuje w budynki bądź fabrykę usługobiorcy znaczne kwoty pieniędzy, rodzi się pytanie czy właścicielem montowanych urządzeń, bezpośrednio po ich zainstalowaniu, jest firma ESCO czy też właściciel budynków/fabryki? Jako, że inwestycje np. w źródła skojarzone są bardzo drogie pytanie o właściciela urządzeń i instalacji, o jasność kwestii własnościowych w danym obiekcie nabiera dla firmy ESCO kluczowego znaczenia, podkreślając wagę prawidłowości umowy sporządzonej pomiędzy stronami.

### **Kontrakty ESCO a koncesjonowanie i taryfowanie działalności energetycznej**

Podczas procesu koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz wynikającego z tego faktu obowiązku przedstawiania opracowanych przez nie projektów taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE, wyłonił się problem związany z interpretacją ustawy Prawo energetyczne. Mianowicie czy przedsiębiorstwa prowadzące działalność opartą o system ESCO można uznać za przedsiębiorstwa energetyczne w myśl ustawy Pe a co za tym idzie czy ich działalność winna podlegać koncesjonowaniu i taryfowaniu czy też nie. Należy zadać pytanie czy usługi polegające na dostarczeniu urządzeń energetycznych, opracowaniu programu inwestycyjnego w zakresie modernizacji bądź restrukturyzacji systemów energetycznych oraz późniejszej eksploatacji tego majątku, oparte na umowie cywilno-prawnej pomiędzy właścicielem majątku a przedsiębiorstwem oferującym w/w usługi powinny być poddane koncesjonowaniu oraz taryfowaniu? Wydaje się, że status organizacyjny i prawny zarówno właściciela majątku jak też firmy zawierającej z nim umowę nt. modernizacji i eksploatacji tegoż majątku, nie ma większego znaczenia, bowiem jest ona aktem cywilno-prawnym odnoszącym się jedynie do czynności związanych z modernizacją i eksploatacją urządzeń i instalacji a nie jego zbycia. W samym podejściu do spraw tego typu należy brać także pod uwagę fakt, że to właściciel majątku decyduje o wyborze, optymalnego z jego punktu widzenia, sposobu realizacji (doboru specjalistycznej firmy bądź samodzielnego wykonania) prac związanych z modernizacją i eksploatacją należących do niego urządzeń i instalacji energetycznych. Z punktu widzenia URE problematyka ta komplikuje się ze względu na fakt, iż projekty ESCO bardzo często realizowane są przez przedsiębiorstwa obok innych form działalności energetycznych podlegających koncesjonowaniu. W tych właśnie przypadkach niezwykle ważną wydaje się być umiejętność oddzielenia działalności ESCO od tych

obszarów aktywności firmy, które i tak muszą podlegać koncesjonowaniu oraz taryfowaniu. Wprowadzenie takiego rozdziału może upraszczać przebieg procesu taryfowania a zarazem ograniczać możliwość wystąpienia subsydiowania skrośnego pomiędzy rodzajami prowadzonej działalności energetycznej. Same firmy prowadzące działalność w oparciu o kontrakty tego typu prezentują pogląd, iż Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku oraz przepisy wykonawcze, w szczególności Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 października 1998 roku w sprawie szczegółowych zasad rozliczeń w obrocie ciepłem w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach, wraz z późniejszymi zmianami ogłoszonymi w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 marca 1999 roku, ograniczają możliwość zawierania kontraktów ESCO.

Ograniczeniom tym sprzyjają:

- ustalenie w § 12 ust. 2 procentowego wskaźnika udziału opłat za zamówioną moc cieplną w łącznych opłatach za zamówioną moc cieplną i ciepło w roku obrotowym dla danej grupy odbiorców (którego wartość powinna wynikać z udziału kosztów stałych w łącznych kosztach wytwarzania, przetwarzania i magazynowania ciepła) na poziomie nie przekraczającym 30%,
- określenie w § 14 ust. 1 maksymalnej marży zysku w wysokości 10%,
- oraz określenie, w stosunku do pierwszej taryfy 15% prognozy maksymalnego wzrostu ostatnio stosowanej ceny za ciepło § 54 ust. 2.

Przepisy te są, wg opinii przedsiębiorców funkcjonujących w omawianym obszarze działalności gospodarczej, sprzeczne z ideą przyświecającą kontraktem ESCO, które zakładają sukcesywny zwrot poniesionych nakładów na modernizację w czasie określonym umową. Przepisy te wywołują utrudnienia, a niekiedy uniemożliwiają przeznaczenie wygoszodarowanych oszczędności na spłatę poniesionych nakładów.

Argumentem przemawiającym za koncesjonowaniem firm tego typu jest chęć utrzymania ich w strefie wpływów Prezesa URE. To zaś uzasadnia się możliwością występowania Prezesa URE jako strony w przypadku potencjalnych konfliktów pomiędzy stronami kontraktu typu ESCO. Zaś taki stan rzeczy umożliwiłby stronie słabszej, czującej się poszkodowaną, możliwość dochodzenia swych racji przed dodatkową instancją rozstrzygającą spory i konflikty (przed skierowaniem sprawy do sądu).



*Autor jest pracownikiem Departamentu Planów i Analiz URE*

# ROZSTRZYGANIE SPORÓW PRZEZ PREZESA URE

**W grudniu 1999 r. i styczniu 2000 r. Prezes URE wydał 13 decyzji rozstrzygających spory, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Spory te dotyczyły odmowy zawarcia umowy sprzedaży (1), odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła (8) oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw ee (4).**

## **Odmowa zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej**

Z wnioskiem o zmianę zapisu ustalającego granicę eksploatacji urządzeń zasilających zakład produkcyjny, wystąpił odbiorca twierdząc, iż nie może ponosić odpowiedzialności za bezpieczeństwo eksploatacji linii elektroenergetycznej, znajdującej się poza terenem ww. zakładu.

W rozstrzygnięciu sprawy zastosowanie znalazła przede wszystkim uchwała Trybunału Konstytucyjnego z dnia 4 grudnia 1991 r. (Dz. U. Nr 116, poz. 507) dotycząca wykładni art. 45 ust. 2 ustawy z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej. Zgodnie z treścią powyższej uchwały, stosunki między zakładami a odbiorcami energii lub paliw, na których koszt wykonane zostały urządzenia przyłącza i odcinki sieci w celu poboru energii lub paliw ze wspólnej sieci, w zakresie własności przyłączonych urządzeń i rozliczenia poniesionych kosztów podlegają ocenie na podstawie przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 16, poz. 93 z późn. zm.). Należy przy tym zauważyć, iż w ocenie Sądu Antymonopolowego (wyrok z dn a 3.06.1998 r., Sygn. Akt XVII Arne 12/98) powyższa uchwała obowiązuje także po wejściu w życie ustawy – Prawo energetyczne.

Do oceny kwestii własności urządzeń przyłączanych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego właściwymi przepisami są w szczególności art. 49 i 191 k.c. Artykuł 49 k.c. stanowi, że urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania wody, pary, gazu, prądu elektrycznego oraz inne urządzenia podobne, nie należą do części składowych gruntu lub budynku, jeżeli wchodzą w skład przedsiębiorstwa lub zakładu. Zgodnie z treścią ww. uchwały Trybunału Konstytucyjnego, końcowe zastrzeżenie powyższego artykułu, uzależniające zastosowanie tego przepisu od przesłanki, aby wyżej wymienione urządzenia wchodziły w skład przedsiębiorstwa lub zakładu, jest spełnione z chwilą podłączenia wymienionych w art. 49 k.c. urządzeń do sieci należącej do przedsiębiorstwa lub zakładu. W rezultacie urządzenia te przestają być częścią składową nieruchomości na której zostały zbudowane i nie stanowią na podstawie art. 191 k.c. własności właściciela tej nieruchomości. Z chwilą bowiem połączenia ich w sposób trwały

z przedsiębiorstwem w taki sposób, że nie mogą być od niego odłączone bez uszkodzenia lub istotnej zmiany całości albo przedmiotu odłączonego, stają się własnością tego przedsiębiorstwa. Tak więc wybudowane przez poprzedniego właściciela zakładu produkcyjnego, należące aktualnie do wnioskodawcy, urządzenia i odcinki sieci energetycznej, które służą celom określonym w art. 49 k.c., z chwilą podłączenia ich do sieci przedsiębiorstwa energetycznego (który to fakt miał miejsce w 1974 r.) weszły w jego skład, gdyż przestały być częścią składową nieruchomości, na której zostały wybudowane. Zapis ten w odniesieniu do rozstrzyganego problemu oznacza więc, że stosownie do art. 191 k.c. urządzenia te nie stanowią własności wnioskodawcy, ponieważ z mocy prawa stały się własnością przedsiębiorstwa energetycznego z chwilą ich podłączenia do sieci. Prezes URE orzekł zmianę wspomnianego zapisu umowy zgodnie z treścią wniosku, ustalając granicę eksploatacji urządzeń na terenie nieruchomości, będącej własnością wnioskodawcy.

Z uwagi na fakt, iż obowiązująca pomiędzy stronami umowa o dostarczanie energii elektrycznej została zawarta przed wejściem w życie przepisów ustawy Prawo energetyczne, przy ustalaniu jej treści konieczne stało się także wprowadzenie poprawek, mających na celu doprowadzenie do zgodności treści orzeczonej umowy z przepisami ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych.

## **Odmowa zawarcia umowy sprzedaży ciepła**

1. Rozstrzygając spór pomiędzy spółdzielnią mieszkaniową a przedsiębiorstwem ciepłowniczym Prezes URE orzekł **zawarcie umowy sprzedaży energii cieplnej**. Podstawową kwestią sporną był termin wprowadzenia przez przedsiębiorstwo ciepłownicze taryfy dla ciepła. Zgodnie z art. 47 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne taryfa dla ciepła może obowiązywać nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia jej publikacji. Ustawa nie wprowadza więc sztywno ustalonego terminu wejścia w życie taryfy. Należy zatem uznać, iż kwestie te powinna regulować umowa między dostawcą a odbiorcą energii cieplnej.

Z definicji taryfy zawartej w art. 3 pkt. 17 ustawy – Prawo energetyczne, wynika jednoznacznie, że taryfę wprowadza się w trybie określonym tą ustawą jako zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania obowiązujący dla określonych w nim odbiorców. Przedsiębiorstwo wprowadziło taryfę z dniem 1.07.1999 r. informując o tym swoich odbiorców z zachowaniem zasad określonych w cyt. art. 47 ust. 4. Wprowadzenie nowych cen i stawek opłat było również zgodne z postanowieniami § 5 ust. 4 obowiązującej

strony umowy z dnia 31.12.1991 r. a także z pkt. IV część 7 taryfy tego przedsiębiorstwa. W taryfie wskazano, że ceny i stawki opłat oraz ich zmiany podaje się do wiadomości odbiorcy ciepła, co najmniej z 14-dniowym wypowiedzeniem, poprzez pisemne zawiadomienie zawierające nowe ceny i stawki opłat, podstawę ich zmiany oraz datę, od której obowiązują. Przedsiębiorstwo dopełniło tego warunku i zawiadomiło wnioskodawcę o zmianie ceny.

2. Prezes URE wydał również dwie decyzje rozstrzygające spory pomiędzy gminą a przedsiębiorstwem ciepłowniczym oraz pomiędzy spółdzielnią mieszkaniową a tym samym przedsiębiorstwem w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła. W decyzjach rozstrzygających powyższe spory Prezes URE stwierdził, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła z gminą i spółdzielnią mieszkaniową.

Przedsiębiorstwo ciepłownicze prowadziło na terenie gminy działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji ciepła. Wytwarzanie ciepła odbywało się w kotłowni dzierżawionej od gminy. Ciepło wytwarzane w tejże kotłowni dostarczane było m.in. do budynku urzędu gminy oraz budynków spółdzielni mieszkaniowej. W związku ze zmianą sytuacji na lokalnym rynku usług ciepłowniczych znacznie pogorszyła się sytuacja finansowa przedsiębiorstwa. Przedsiębiorstwo ciepłownicze wypowiedziało łączącą go z gminą umowę dzierżawy kotłowni, następnie zaś wypowiedziało umowy sprzedaży ciepła zawarte z gminą oraz ze spółdzielnią mieszkaniową. W chwili rozstrzygania sporów upłynął termin wypowiedzenia ww. umowy dzierżawy, w związku z czym przedsiębiorstwo ciepłownicze opuściło budynki kotłowni, natomiast gmina utworzyła zakład komunalny w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, która przejęła działalność energetyczną na terenie gminy.

Rozstrzygając powyższy spór nie można było uznać, iż na przedsiębiorstwie ciepłowniczym ciąży obowiązek zawarcia umów sprzedaży ciepła na rzecz ww. gminy i spółdzielni i orzec zawarcie tychże umów. Obowiązek dostarczania ciepła do budynku gminy oraz do budynków spółdzielni mieszkaniowej ciążył na przedsiębiorstwie ciepłowniczym wyłącznie w czasie obowiązywania umowy dzierżawy.

W trakcie prowadzonego postępowania ustalono wszakże, że przedsiębiorstwo ciepłownicze nie dopełniło wynikających z posiadanych koncesji obowiązków, polegających na pisemnym powiadomieniu Prezesa URE o zamiarze rozwiązania lub zmiany istotnych warunków umowy dzierżawy urządzeń wytwórczych i sieci ciepłej wraz z urządzeniami, czyli mienia bezpośrednio związanego z prowadzeniem działalności objętej koncesjami, co najmniej na 6 miesięcy przed planowaną datą rozwiązania ww. umów. Wobec powyższego Prezes URE wszczął postępowanie w sprawie wymierzenia przedsiębiorstwu kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, zakończone decyzją orzekającą wymierzenie takiej kary.

3. Do Prezesa URE wystąpiła spółdzielnia mieszkaniowa wnosząc o zawarcie umowy sprzedaży ciepła przez gminę. Jednocześnie spółdzielnia wniosła o wydanie postanowienia zobowiązującego gminę do kontynuacji do-

staw ciepła do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu, które po uwzględnieniu powyższego wniosku zostało wydane przez Prezesa URE. Gmina prowadziła działalność w formie zakładu budżetowego, polegającą m.in. na wytwarzaniu oraz dostarczaniu ciepła. Bezpośrednią przyczyną sporu był fakt, iż obowiązująca pomiędzy stronami umowa o dostawę ciepła została rozwiązana przez gminę z zachowaniem okresu wypowiedzenia. Przyczyną rozwiązania powyższej umowy, było planowane zaprzestanie dalszej działalności gminy w zakresie produkcji i dostaw energii cieplnej. Jednocześnie gmina zaproponowała spółdzielni przejęcie kotłowni służącej do wytwarzania ciepła na potrzeby zasobów mieszkaniowych spółdzielni. Spółdzielnia polemizując z powyższym starostwem gminy, wskazywała na wynikający z przepisów ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 1996 r. Nr 13, poz. 74 z późn. zm.), obowiązek zaspokajania przez gminę zbiorowych potrzeb mieszkańców m.in. w zakresie zaopatrzenia w energię cieplną.

Dla rozstrzygnięcia powyższego sporu, niezbędne stało się ustalenie, czy będąca stroną sporu gmina posiada status przedsiębiorstwa energetycznego w rozumieniu przepisów ustawy Prawo energetyczne, co stanowiło warunek konieczny dla ewentualnego stwierdzenia istnienia obowiązku zawarcia umowy sprzedaży ciepła. W trakcie prowadzonego postępowania gmina podjęła uchwałę, w trybie przewidzianym przepisami ww. ustawy o samorządzie gminnym, w przedmiocie zaprzestania prowadzenia działalności gospodarczej, polegającej na wytwarzaniu i dostarczaniu ciepła. Spowodowało to utratę przez gminę statusu przedsiębiorstwa energetycznego. Z uwagi na fakt, iż określony w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne obowiązek zawierania umów m.in. sprzedaży ciepła dotyczy jedynie przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE stwierdził brak istnienia po stronie gminy obowiązku zawarcia umowy sprzedaży ciepła. Natomiast Prezes URE nie odniósł się do kwestii wypełniania przez gminę ustawowych obowiązków w stosunku do jej mieszkańców, zawartych we wspomnianej ustawie o samorządzie gminnym, z uwagi na fakt, iż w świetle przepisów ww. ustawy nie jest On uprawniony do kontroli i oceny działalności władz gminy.

4. Jeden ze sporów dotyczących odmowy sprzedaży ciepła został zakończony decyzją Prezesa URE pozostawiającą wniosek bez rozpoznania, na podstawie art. 64 § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego. Powyższe rozstrzygnięcie wynikało z niezłożenia przez Wnioskodawców (zarząd wspólnoty mieszkaniowej) w wyznaczonym terminie wyjaśnień, co uniemożliwiło merytoryczne rozstrzygnięcie sporu.

5. Trzy spory dotyczące odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła zakończyły się umorzeniem postępowania. We wszystkich przypadkach umorzenie postępowania nastąpiło na podstawie art. 105 § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego, ponieważ wnioskodawcy zwrócili się z wnioskiem o umorzenie postępowania.

### **Wstrzymanie dostaw energii elektrycznej**

1. Prezes URE rozstrzygając spór na wniosek odbiorcy, wydał decyzję stwierdzającą, iż wstrzymanie dostaw ener-

gii elektrycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne do budynków mieszkalnych nie było nieuzasadnione.

Dla rozstrzygnięcia powyższej sprawy zastosowanie znalazły przepisy § 39 ust. 1 pkt 2 oraz § 40 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 135, poz. 881). Wstrzymanie dostaw energii elektrycznej w omawianej sprawie nastąpiło w wyniku nieregulowania przez odbiorcę należności związanych z dostarczaniem energii elektrycznej – co zgodnie z ww. przepisem § 40 ust. 1 pkt 1, umożliwia przedsiębiorstwu energetycznemu wstrzymanie dostaw energii elektrycznej. Ponadto kontrole przedstawicieli przedsiębiorstwa energetycznego ujawniły, iż stan instalacji elektrycznych w budynkach odbiorcy zagraża ludzkiemu zdrowiu i życiu oraz bezpieczeństwu przeciwpożarowemu. Dokonanie powyższych ustaleń zobowiązywało w tym wypadku przedsiębiorstwo energetyczne, zgodnie z ww. przepisem § 39 ust. 1 pkt 2, do wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Odbiorca nie wypełniał również obowiązków określonych w § 22 ww. rozporządzenia, m.in. uniemożliwiając dostęp upoważnionym przedstawicielom przedsiębiorstwa energetycznego do układu pomiarowo-rozliczeniowego, co zgodnie z § 40 ust. 1 pkt 4 ww. rozporządzenia, upoważnia przedsiębiorstwo energetyczne do wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

2. W opisanym niżej sporze, odbiorca uniemożliwiał zakładowi prowadzenie prac budowlanych. Będąc właścicielem jednej z działek budowlanych położonej w sąsiedztwie planowanej inwestycji energetycznej, odbiorca wznosił prowizoryczny płot na innej działce budowlanej, nie stanowiącej jego własności. W wyniku działalności odbiorcy uniemożliwiającej, kontynuowanie realizacji inwestycji energetycznej, zakład bez pisemnego powiadomienia, zaprzestał dostarczania energii elektrycznej do jego lokalu mieszkalnego, znajdującego się w innej części miasta.

W chwili wstrzymania dostaw, energia elektryczna była dostarczana do wskazanego wyżej lokalu mieszkalnego na podstawie zawartej przez odbiorcę i zakład umowy o dostarczanie energii elektrycznej. Na podstawie tej umowy odbiorca zobowiązał się do opłacania należności według obowiązujących stawek taryfowych.

W dniu wstrzymania dostaw energii elektrycznej należności te były regulowane na bieżąco.

Rozstrzygając przedmiotowy spór Prezes URE uznał, iż wstrzymanie dostaw energii elektrycznej do lokalu mieszkalnego odbiorcy było nieuzasadnione.

Jak wynika z uzasadnienia wyroku Sądu Antymonopolowego z dnia 12 maja 1999 r., sygn. akt XVII Ame 1/99 „zasada ekwiwalentności wzajemnych świadczeń, w rozumieniu art. 487 § 2 k.p.c., winna być odnoszona do konkretnej umowy, której dotyczy dostawa energii elektrycznej.”

Wobec powyższego, spór powstały między odbiorcą a zakładem dotyczący realizacji inwestycji energetycznej nie może mieć wpływu na wykonanie zobowiązań wynikających z umowy o dostarczanie energii elektrycznej. Wstrzymanie przez zakład dostaw energii elektrycznej do lokalu mieszkalnego odbiorcy miało na celu zmuszenie go do zaprzestania działań uniemożliwiających realizację inwestycji energetycznej. Nie było to natomiast działanie wynikające z wykonania zapisów umowy o dostarczanie energii elektrycznej, czy też przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne ani wydanych na jej podstawie rozporządzeń wykonawczych.

Nie znalazła uznania Prezesa URE argumentacja zakładu odwołująca się do przepisu § 40 ust. 1 pkt 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 135, poz. 881). Przepis ten stanowi, że przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku uniemożliwienia upoważnionym przedstawicielom przedsiębiorstwa dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do elementów sieci i urządzeń, będących własnością tego przedsiębiorstwa, znajdujących się na terenie, w obiekcie lub lokalu odbiorcy, w celu przeprowadzenia prac eksploatacyjnych lub usunięcia awarii w sieci lub do układu pomiarowo-rozliczeniowego. Jak wynika natomiast ze zgromadzonego w sprawie materiału dowodowego wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nastąpiło nie dlatego, że odbiorca zabronił tegoż dostępu pracownikom zakładu, ale dlatego, że odbiorca uniemożliwiał realizację inwestycji energetycznej prowadzonej przez zakład. Ocena tych działań odbiorcy, nie mogła być wszakże przedmiotem postępowania przed Prezesem URE.

3. Przedmiotem sporu w omawianych poniżej dwóch rozstrzygnięciach, była zasadność wstrzymania dostaw energii elektrycznej do lokali mieszkalnych. W obu przypadkach Prezes URE uznał, iż wstrzymanie dostaw energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne było nieuzasadnione.

Według przedsiębiorstwa energetycznego powodem wstrzymania dostaw energii elektrycznej do lokali mieszkalnych, było niewypełnienie przez odbiorców zobowiązań z tytułu umowy o dostawę energii elektrycznej do gospodarstwa rolnego. Należy zaznaczyć, iż zobowiązania odbiorców z tytułu umów o dostawę energii elektrycznej do lokali mieszkalnych były realizowane. Z uwagi na powyższy stan faktyczny, dla rozstrzygnięcia powyższej sprawy zastosowanie znalazły tezy zawarte w cytowanym wyżej wyroku Sądu Antymonopolowego z dnia 12 maja 1999 r. (sygn. akt XVII Ame 1/99).

*Opracowano  
w Departamencie Nadzoru i Kontroli Jakości URE*

## SPRAWOZDANIE KONCESJONARIUSZA ZA 1999 ROK.

Departament Koncesji Urzędu Regulacji Energetyki przypomina przedsiębiorstwom energetycznym, którym udzielono koncesji na działalność określoną w art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126 oraz z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255) o obowiązku złożenia w terminie do 15 kwietnia 2000 r. sprawozdania z realizacji w roku 1999 warunków określonych w koncesji.

Warunek zobowiązujący koncesjonariuszy do składania corocznych sprawozdań został zamieszczony w koncesjach w części pt. „Sprawozdawczość i udzielanie informacji”. Najczęściej jest oznaczony numerem 2.5.3 w koncesjach na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję (lub 2.4.2 w koncesjach na obrót) ciepłem, energią elektryczną i paliwami gazowymi. (W koncesjach dotyczących paliw ciekłych warunek ten ma nieco inne brzmienie).

Departament Koncesji URE opracował wzór sprawozdania, zamieszczony poniżej, który ma na celu ułatwienie koncesjonariuszom przygotowania zwięzłego opisu prowadzonej działalności objętej koncesją z uwzględnieniem szczegółowych zagadnień specyficznych dla każdego rodzaju koncesji związanych z wywiązywaniem się z określonych w koncesjach warunków. Wzór ten dostępny

jest w formie elektronicznej na stronie internetowej URE; adres:

[www.ure.gov.pl/ure/koncesja/sprawozdanie.html](http://www.ure.gov.pl/ure/koncesja/sprawozdanie.html)

Część I proponowanego wzoru jest wspólna dla wszystkich rodzajów koncesji i wypełniają ją wszystkie przedsiębiorstwa posiadające koncesje. Części II – V dotyczą poszczególnych rodzajów działalności (odpowiednio: ciepła, energii elektrycznej, paliw ciekłych, paliw gazowych). W rubrykach tabel należy podawać tylko zwięzłe odpowiedzi na pytania (tak/nie, data, termin wykonania, itp.). Wszelkie dodatkowe informacje i wyjaśnienia należy podać w formie opisowej w załączniku, z zaznaczeniem numeru pytania.

Niektóre zagadnienia są wspólne dla kilku rodzajów koncesji. Przykładowo, warunek dostosowania umów powtarza się w koncesjach na przesyłanie i dystrybucję oraz na obrót ciepłem. W takich przypadkach, jeżeli koncesjonariusz widzi konieczność dołączenia wyjaśnień, należy połączyć odpowiedź na oba pytania.

Przysyłane sprawozdania powinny być podpisane przez osoby upoważnione do reprezentowania przedsiębiorstwa. W przypadku zmian składu reprezentacji należy dołączyć kopię aktualnego odpisu z rejestru lub zaświadczenia o wpisie do ewidencji.

### I. KONCESJONARIUSZ – INFORMACJE OGÓLNE

- Uwaga:**
1. W kolumnie „Dane:” należy wpisać aktualne informacje (wg stanu na dzień wypełniania tabeli).
  2. W kolumnie „zmiana” należy zaznaczyć rubrykę literą „X”, jeżeli nastąpiła zmiana informacji w danym wierszu w porównaniu z dniem udzielenia koncesjonariuszowi pierwszej koncesji.
  3. W rubrykach „koncesja” należy wpisać literę „X” jeżeli przedsiębiorstwo kiedykolwiek posiadało koncesję danego typu. W rubryce „przychody” należy podać przychody uzyskane z działalności objętej daną koncesją w roku 1999. Dotyczy to również koncesji cofniętych (uchylonych) w 1999 r.

Lp.	Dane (aktualne)				zmiana
	wytwarzanie	magazynowanie	przesyłanie i dystrybucja	obróć	
1.	Nazwa przedsiębiorstwa energetycznego				
2.	Forma prawna				
3.	Siedziba (miasto lub gmina, ew., miejscowość i gmina oraz województwo)				
4.	Adres				
5.	REGON				
6.	Posiadane koncesje i uzyskane przychody z poszczególnych rodzajów działalności koncesjonowanej osiągnięte w roku 1999				
	ciepło	koncesja			
		przychody tys. zł			
	energia elektryczna	koncesja			
		przychody tys. zł			
	paliwa gazowe	koncesja			
		przychody tys. zł			
	paliwa ciekłe	koncesja			
		przychody tys. zł			

## II. CIEPŁO

II.1 wytwarzanie ciepła		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p><b>II.1.1 Czy w koncesji był zawarty warunek poprawy sprawności wytwarzania ciepła?</b> Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.</p>		
<p><b>II.1.2 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia programu działań w celu zmniejszenia obciążenia środowiska?</b> Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.</p>		
<p><b>II.1.3 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?</b> Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
II.2 przesyłanie i dystrybucja ciepła		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p><b>II.2.1 Czy w koncesji był zawarty warunek obniżenia ubytków wody sieciowej w posiadanych sieciach?</b> Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.</p>		
<p><b>II.2.2 Czy w koncesji był zawarty warunek poprawy sprawności przesyłania ciepła lub obniżenia strat przesyłowych ciepła?</b> Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.</p>		
<p><b>II.2.3 Czy warunek opomiarowania wszystkich węzłów w terminie do 30.09.1999 r. został wykonany?</b> Jeżeli nie, to w załączniku należy podać całkowitą liczbę węzłów, liczbę węzłów nieopomiarowanych, przewidywany termin opomiarowania oraz opisać stosowany sposób rozliczeń.</p>		
<p><b>II.2.4 Czy w koncesji był zawarty warunek zainstalowania układów automatycznej regulacji we wszystkich własnych węzłach?</b> Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. Jeżeli nie, to w załączniku należy podać całkowitą liczbę węzłów, liczbę węzłów nie wyposażonych w układy autoregulacji, przewidywany termin realizacji warunku.</p>		
<p><b>II.2.5 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?</b> W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.</p>		
<p><b>II.2.6 Czy w koncesji był zawarty warunek przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia standardów jakościowych prowadzonej działalności? Czy został wykreślony z koncesji?</b> W przypadku braku decyzji o wykreśleniu warunku dotyczącego zatwierdzenia standardów jakościowych należy w załączniku podać przyczyny.</p>		
<p><b>II.2.7 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?</b> Jeżeli nie, to w załączniku podać przyczyny.</p>		



<b>II.3 obrót ciepłem</b>		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p><b>II.3.1 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?</b> W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.</p>		
<p><b>II.3.2 Czy w koncesji był zawarty warunek przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia standardów jakościowych prowadzonej działalności? Czy został wykreślony z koncesji?</b> W przypadku braku decyzji o wykreśleniu warunku dotyczącego zatwierdzenia standardów jakościowych należy w załączniku podać przyczyny.</p>		
<p><b>II.3.3 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?</b> Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
<b>II.4 inne</b>		
<p>Inne informacje istotne ze względu na prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie ciepła. (w załączniku)</p>		

### III. ENERGIA ELEKTRYCZNA

<b>III.1 wytwarzanie energii elektrycznej</b>		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p><b>III.1.1 Czy w koncesji był zawarty warunek poprawy sprawności wytwarzania energii elektrycznej?</b> Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.</p>		
<p><b>III.1.2 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia programu działań w celu zmniejszenia obciążenia środowiska?</b> Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany. W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.</p>		
<p><b>III.1.3 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?</b> Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
<b>III.2 przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej</b>		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p><b>III.2.1 Czy w koncesji był zawarty warunek poprawy sprawności przesyłania energii elektrycznej lub obniżenia strat sieciowych?</b> Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być zrealizowany oraz czy został wykonany? W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.</p>		
<p><b>III.2.2 Czy został sporządzony plan rozwoju zgodnie z art. 16 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne?</b> W załączniku należy przedstawić uwagi dotyczące realizacji warunku sporządzenia planu rozwoju zgodnie z art. 16 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.</p>		
<p><b>III.2.3 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?</b> W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.</p>		

**III.2.4 Czy zostały opracowane zasady realizacji umów zawartych na lokalnym rynku energii elektrycznej?**  
W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego wykonania.

**III.2.5 Czy w koncesji był zawarty warunek przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia standardów jakościowych prowadzonej działalności? Czy został wykreślony z koncesji?**

W przypadku braku decyzji o wykreśleniu warunku dotyczącego zatwierdzania standardów jakościowych należy w załączniku podać przyczyny.

**III.2.6 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?**

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

### III.3 obrót energią elektryczną

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

**III.3.1 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?**

W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.

**III.3.2 Czy w koncesji był zawarty warunek przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia standardów jakościowych prowadzonej działalności? Czy został wykreślony z koncesji?**

W przypadku braku decyzji o wykreśleniu warunku dotyczącego zatwierdzania standardów jakościowych należy w załączniku podać przyczyny.

**III.3.3 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?**

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

### III.4 inne

Inne informacje istotne ze względu na prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie energii elektrycznej. (w załączniku)

## IV. PALIWA CIEKŁE

### IV.1 wytwarzanie paliw ciekłych

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

**IV.1.1 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia i przedstawienia Prezesowi URE programu własnych działań zmierzających do zakończenia w 2001 r. eksploatacji jednopłaszczowych zbiorników na paliwa ciekłe, zainstalowanych w bazie będącej własnością lub dzierżawioną przez koncesjonariusza?**

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być wykonany oraz czy został zrealizowany? W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.

**IV.1.2 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?**

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

IV.2 magazynowanie paliw ciekłych		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p><b>IV.2.1 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia i przedstawienia Prezesowi URE dokumentacji modernizacji bazy paliw?</b>            Jeżeli tak, to poniżej należy podać: 1. w jakim terminie miał być wykonany, 2. czy obejmował przygotowanie programu własnych działań zmierzających do zakończenia eksploatacji i likwidacji zbiorników na paliwa ciekłe zbudowanych przed 1 stycznia 1983 r., 3. czy został zrealizowany?            W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.</p>		
<p><b>IV.2.2 Czy w koncesji zawarty był warunek sporządzenia i przedstawienia Prezesowi URE programu własnych działań zmierzających do zakończenia eksploatacji jednopłaszczowych zbiorników na paliwa ciekłe, zainstalowanych w bazie należącej do koncesjonariusza lub dzierżawionej przez koncesjonariusza?</b>            Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być wykonany oraz czy został zrealizowany?            W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.</p>		
<p><b>IV.2.3 Czy warunek dostosowania umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji został wykonany?</b>            W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.</p>		
<p><b>IV.2.4 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?</b>            Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
IV.3 przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p><b>IV.3.1 Czy działalność była prowadzona zgodnie z warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?</b>            Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
IV.4 obrót paliwami ciekłymi		
<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>
<p><b>IV.4.1 Czy w koncesji był zawarty warunek sporządzenia i przedstawienia Prezesowi URE dokumentacji modernizacji bazy paliw?</b>            Jeżeli tak, to poniżej należy podać: 1. w jakim terminie miał być wykonany, 2. czy obejmował przygotowanie programu własnych działań zmierzających do zakończenia eksploatacji i likwidacji zbiorników na paliwa ciekłe zbudowanych przed 1 stycznia 1983 r., 3. czy został zrealizowany?            W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.</p>		
<p><b>IV.4.2 Czy w koncesji zawarty był warunek dostosowania do dnia 31 grudnia 1999 r. umów kupna–sprzedaży paliw ciekłych do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, przepisów wykonawczych oraz warunków koncesji?</b>            W przypadku opóźnienia należy w załączniku podać całkowitą liczbę umów, liczbę umów niedostosowanych oraz krótki komentarz.</p>		
<p><b>IV.4.3 Czy działalność była prowadzona zgodnie z warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?</b>            Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.</p>		
IV.5 inne		
<p><b>Inne informacje istotne ze względu na prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie paliw ciekłych. (w załączniku)</b></p>		

## V. PALIWA GAZOWE

## V.1 wytwarzanie paliw gazowych

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

**V.1.1 Czy w koncesji był zawarty warunek obligujący koncesjonariusza do sporządzenia programu własnych działań zmierzających do ograniczenia obciążenia środowiska, które okresie 2 lat od dnia udzielenia koncesji doprowadzą do znacznego zmniejszenia ilości zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza, środowiska wodnego oraz do ograniczenia ilości składowanych odpadów?**

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być wykonany oraz czy został zrealizowany? W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.

**V.1.2 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?**

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

## V.2 przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

**V.2.1 Czy w koncesji zawarty był warunek obligujący koncesjonariusza do opracowania i uzgodnienia z Prezesem URE projektu planu, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne?**

Jeżeli tak, to poniżej należy podać w jakim terminie miał być wykonany oraz czy został zrealizowany? W załączniku należy opisać sposób wykonania warunku lub przyczyny braku jego realizacji.

**V.2.2 Czy działalność była prowadzona zgodnie z pozostałymi warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?**

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

## V.3 obrót paliwami gazowymi

<i>numer koncesji</i>	<i>data udzielenia</i>	<i>data upływu ważności</i>

**V.3.1 Czy działalność była prowadzona zgodnie z warunkami zawartymi w koncesji oraz innymi przepisami?**

Jeżeli nie, to w załączniku proszę podać przyczyny.

## V.4 inne

Inne informacje istotne ze względu na prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie paliw gazowych. (w załączniku)

**Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE  
(stan na 10.02.2000 r.)**

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A.	11,70 %	
	OPEC Ostrołęka	9,20 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Mińsku Mazowieckim	16,70 %	
	„Pronibel” Sp. z o.o. z siedzibą w Pionkach	6,80 %	
	Huta „Czechy” gm. Pilawa	-15,89 %	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa „Zacisze”	26,94 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Maków Mazowiecki)	14,00 %	
	Żuromińskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o. Żuromin	13,80 %	
	Dalkia Termika S.A. z siedzibą w Warszawie	14,90 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Sochaczewie	15,00 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej w Przasnyszu	3,05 %	
	Wrocław	Kuźnia Jawor S.A.	40,05 %
		Ciepłownictwo Sp. z o.o. w Nowej Rudzie	14,41 %
„KAZ-DOLZAMET” S.A.		-3,80 %	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Namysłowie		6,30 %	
Zakład Gospodarki Komunalnej ZAW-KOM Sp. z o.o. w Zawadzkiem		10,69 %	
Poznań	Przedsiębiorstwo Prefabrykacji „Mobel” – Mogilno	-3,89 %	
	Pomorska Agencja Poszanowania Energii Sp. z o.o. Bydgoszcz	11,97 %	
	Cukrownia „Brześć Kujawski” S.A. – Brześć Kujawski	-5,80 %	
	Zakłady Chemiczne „Organika – Zachem” – Bydgoszcz	-49,40 %	
	Przedsiębiorstwo Produkcyjne i Usługowo-Handlowe „Ekonstal” Sp. z o.o. – Piotrków Kuj.	13,82 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Września	6,45 %	
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Wronki	9,85 %	
	Ostrzeszowskie Zakłady Chemii Gospodarczej „Pollena” – Ostrzeszów	14,91 %	
Gdańsk	Kompania Piwowarska S.A. – Poznań	46,70 %	
	„Amica Wronki” S.A. – Wronki	37,20 %	
	Stocznia Gdynia S.A. – Gdynia	-4,22 %	
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Człuchów	8,41 %	
	Stocznia Marynarki Wojennej – Gdynia	2,96 %	
	Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa „Szkuner 1” we Władysławowie	10,48 %	
	Pol-Mot Warfama S.A. w Dobrym Mieście	9,83 %	
	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej w Mikołajkach	11,86 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Pisz	-3,00 %	
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Iławie	1,90 %	
Kraków	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Pasłęku	14,92 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Olecku	29,68 %	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Bochnia Sp. z o.o.	5,00 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Chrzanów	9,05 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Termowad” Sp. z o.o. – Wadowice	12,16 %	
	International Paper Klucze S.A.	9,03 %	
	Fabryka Maszyn „Glinik” S.A. w Gorlicach	18,10 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Stalowa Wola Sp. z o.o.	-11,40 %	
	Zakład Gospodarki Komunalnej Gminy Rymanów	14,92 %	
	Zakłady Płyt Piłśniowych S.A. – Przemyśl	3,72 %	
Katowice	Fabryka Urządzeń Mechanicznych „Kamax” S.A. w Kańczudze	9,01 %	
	Zakłady Mechaniczne WIROMET S.A. – Mikołów	9,69 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Dąbrowa Górnicza	6,79 %	
	Przedsiębiorstwo „EKSPAR” Sp. z o.o. – Siemianowice Śląskie	9,20 %	
	„APATOR-SERVICE” Sp. z o.o. – Katowice	13,40 %	
	Zakłady „LENTEX” S.A. – Lubliniec	11,52 %	
	Huta Kościuszko S.A. z siedzibą w Chorzowie	5,25 %	
	Korporacja Budowlana „Fadom” z siedzibą w Żorach	-0,25 %	
Zakłady Mechaniczne Bumar-Labędy S.A. z siedzibą w Gliwicach	-7,53 %		

<b>Łódź</b>	Zakłady Remontowo-Energetyczne ZAMET – Remont i Energetyka Sp. z o.o. w Tarnowskich Górach	0,90 %	
	„Ciepłownia” Spółka z o.o. w Aleksandrowie Łódzkim	9,60 %	
	Energetyka – Boruta Sp. z o.o.	12,06 %	
	Zakłady Przemysłu Wełnianego „Zeltor” S.A. w Zgierzu	0,15 %	
	Ozorkowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Ozorków	7,93 %	
	Miejski Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Uniejów	5,02 %	
	ABB Elta Sp. z o.o. – Łódź	4,10 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Belchatów	13,30 %	
	Zakłady Płyt Wiórowych „Prospan” S.A. w Wieruszowie	44,80 %	
	„Syntex” S.A. w Łowiczu	3,64 %	
	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o.	12,68 %	
	Elektrownia „Belchatów” S.A. w Belchatowie	- 5,60 %	
	Energetyka Ciepła miasta Skarżysko-Kamienna	10,80 %	
	Zakłady Ostrowieckie – Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Ostrowcu Świętokrzyskim	12,50 %	
<b>Szczecin</b>	Zakłady Metalowe „Mesko” S.A. w Skarżysku Kamiennej	0,39 %	
	Samodzielny Publiczny Zespół Zakładów Opieki Zdrowotnej – Gryfice	26,26 %	
	Przedsiębiorstwo F.S.O. Remor S.A. – Recz	16,70 %	
	Port Handlowy Świnoujście Sp. z o.o. w Świnoujściu	14,15 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Gryfice	13,59 %	
	Cukrownia Gryfice S.A.	14,99 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej Łobez	13,40 %	
	Gmina Wschowa (Zakład Budżetowy Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej – Wschowa)	11,74 %	
	Lubuskie Zakłady Termotechniczne „Elterma” S.A. w Świebodzinie	5,46 %	
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych „Komunalni” Sp. z o.o. w Dobiegniewie	8,24 %	
	Fabryka Kotłów „Fakot” S.A. Nowa Sól	11,81 %	
	Zakład Elektroenergetyczny „Energostil” Sp. z o.o. Gorzów Wlkp.	6,89 %	
	<b>Lublin</b>	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Sokółce	12,88 %
		Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bielsku Podlaskim	8,77 %
	Zambrowskie Ciepłownictwo i Wodociągi Sp. z o.o. w Zambrowie	6,00 %	

### Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 10.02.2000 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
<b>Wrocław</b>	ELKOM Sp. z o.o. – Dobrzeń Wielki	06.01.2000 r.
	Zakłady Papiernicze S.A. – Krapkowice	06.01.2000 r.
<b>Kraków</b>	BOL-THERM Sp. z o.o. – Bukowno	17.01.2000 r.

### Odmowy zwolnienia z obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 10.02.2000 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
<b>Gdańsk</b>	Warmińskie Zakłady Przetwórstwa Owocowo-Warzywnego Sp. z o.o. – Kwidzyn	01.07.1999 r.
	PREFABET – REDA S.A. – Reda	24.11.1999 r.
	GIGATERM INVESTMENT Sp. z o.o. – Gdynia	29.12.1999 r.

**Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej  
(stan na 10.02.2000 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A.	16.12.1999 r.
2	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	16.12.1999 r.
3	Przedsiębiorstwo Usług Technicznych „EL-PAR” Sp. z o.o.	16.12.1999 r.
4	Firma Chemiczna Dwory S.A.	3.01.2000 r.
5	BHH „MIKROTECH” Sp. z o.o.	3.01.2000 r.
6	„APIS Warszawa” Sp. z o.o.	3.01.2000 r.
7	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn-Niedzica-Sromowce Wyżne S.A.	19.01.2000 r.
8	Zarząd Portu Szczecin – Świnoujście S.A.	19.01.2000 r.
9	Elektrociepłownia Katowice S.A.	26.01.2000 r.
10	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	26.01.2000 r.
11	Elektrownia Bełchatów II Sp. z o.o.	2.02.2000 r.
12	Przedsiębiorstwo Energetyczne PreussenElektra Polska Sp. z o.o.	2.02.2000 r.
13	Toruńskie Zakłady Urządzeń Młyńskich SPOMASZ S.A.	2.02.2000 r.
14	Przedsiębiorstwo Energetyczne „Elnord” S.A.	2.02.2000 r.
15	DYSEN Polska Kompania Energetyczna S.A.	2.02.2000 r.
16	Polskie Konsorcjum Handlu Energią S.A.	3.02.2000 r.
17	POLSIN – KARBID Sp. z o.o.	4.02.2000 r.
18	„ELEKTRIM-VOLT” S.A.	4.02.2000 r.
19	HUTA OSTROWIEC S.A.	4.02.2000 r.
20	„ENERGO-GAZ WĘGLOKOKS” Sp. z o.o.	10.02.2000 r.

**Odmowa zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej  
(stan na 10.02.2000 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Wrocław S.A.	3.02.2000 r.

**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej  
(stan na 10.02.2000 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	30.12.1999 r.
2	Energetyka Kaliska S.A.	4.01.2000 r.
3	Elektrownia Jaworzno III S.A.	7.01.2000 r.
4	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	18.01.2000 r. 4.02.2000 r.
5	Elektrownia „OPOLE” S.A.	26.01.2000 r.
6	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A.	2.02.2000 r.
7	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „KOGENERACJA” S.A.	3.02.2000 r.
8	Elektrownia „Łaziska” S.A.	10.02.2000 r.

**Odmowy zwolnienia z obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia  
taryfy dla energii elektrycznej  
(stan na 10.02.2000 r.)**

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	ENERGOTEX S.A.	7.01.2000 r.
2	Petro Carbo Chem S.A.	7.01.2000 r.

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU (stan na 10.02.2000 r.)

### Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Gmina Pelplin – Zakład Usług Komunalnych	83–130 Pelplin, ul. Starogardzka 12

### Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Stocznia Gdynia S.A. (patrz: OEE/1)	81–969 Gdynia, ul. Czechosłowacka 3
2	Huta Bankowa Sp. z o.o. (patrz: OEE/2)	41–300 Dąbrowa Górnicza, ul. Sobieskiego 24

Legenda:

Oee – obrót energią elektryczną

### Oee – obrót energią elektryczną

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Stocznia Gdynia S.A. (patrz: PEE/1)	81–969 Gdynia, ul. Czechosłowacka 3
2	Huta Bankowa Sp. z o.o. (patrz: PEE/2)	41–300 Dąbrowa Górnicza, ul. Sobieskiego 24

Legenda:

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

### Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Jerzy Grabowski, Adam Derejczyk – Zakład Dystrybucji Gazu „GRA-DER” Gaz S.C.	42–230 Koniecpol, ul. Reymonta 6
2	Marek Waśniewski, Krzysztof Filarski, Mirosław Anaczkowski – Firma „OL-GAZ” S.C.	82–550 Prabuty, ul. Pusta
3	Ireneusz Zygiel – Zakład Produkcyjno-Handlowo-Usługowy „IBUD”	42–300 Myszków, ul. Słowackiego 94

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI (stan na 10.02.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	„IRMA” Zakład Produkcyjno-Usługowo-Handlowy	71-696 Szczecin, ul. Kormoranów 29/4	Wcc, Pcc
2	Wojciech Kloda, Dorota Olejnicka Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „TEST” S.C.	71-700 Szczecin, ul. Ludowa 24	Wcc, Pcc, Occ
3	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „TERMAL” S.A.	59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 2	Ppg, Opg
4	Żarnowiecka Elektrownia Gazowa Sp. z o.o.	80-828 Gdańsk, ul. Długi Targ 1/7, p. 25	Wee

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi



## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 10.02.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Andrzej Tyski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „WĘGIELEK”	05–190 Nasielsk, ul. Elektronowa 3	Wcc, Pcc
2	„BRUN–POL Pomorze – Kujawy” Sp. z o.o.	87–100 Toruń, ul. Kard. St. Wyszyńskiego 19	Wcc, Pcc
3	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	47–330 Zdzieszowice, ul. Powstańców Śl. 1	Wcc, Pcc, Wee, Pee, Oee, Wpg
4	„J & S ENERGY” S.A.	00–116 Warszawa, ul. Świętokrzyska 36 lok. 51	Oee
5	Zespół Elektrociepłowni Wybrzeże S.A.	80–867 Gdańsk, ul. Swojska 9	Oee
6	Polski Koncern Naftowy S.A.	09–411 Płock, ul. Chemików 7	Mpc
7	„OILTANGKING POLSKA” Sp. z o.o.	80–830 Gdańsk, ul. Długi Targ 31/32	Mpc
8	„AGROMARK” Sp. z o.o.	41–800 Zabrze, ul. Padlewskiego 6	Wpc
9	„Gminny Zakład Komunalny” Sp. z o.o.	38–610 Polańczyk, ul. Leśna 1	Pcc
10	Inowrocławskie Zakłady Chemiczne SODA MATWY S.A.	88–100 Inowrocław, ul. Fabryczna 4	Pcc
11	Marek Wojnowski – WOMARK	40–422 Katowice, ul. Odrowążów 7/3	Opc
12	Ireneusz Tumiński, Krzysztof Tumiński „EKO – SAN” S.C.	56–500 Syców, Wioska 36	Opc
13	Sylvia Ścigała, Mariola Osadnik – Przedsiębiorstwo Handlowe „SIMAR” S.C.	42–286 Koszęcin, ul. ks. Gąski 31 a	Opc
14	Fundacja Misja Chrześcijańska „OAZA”	83–400 Kościerzyna, ul. Skarszewska 5	Opc
15	Siewierskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	42–470 Siewierz, ul. Krakowska 45	Opc
16	Bożena Świerzyńska – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „BOŻ–TRANS”	05–250 Radzymin, ul. Orzeszkowej 5	Opc
17	Leszek Żelazek – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „POL–BENZ”	68–100 Żagań, ul. Reymonta 1/5	Opc
18	„SwePol Link (Poland)” Sp. z o.o.	00–585 Warszawa, ul. Bagatela 12	Pee
19	Robert Kornecki, Jacek Zegadło – „UBUS” S.C.	40–138 Katowice, ul. Nowowiejskiego 6 H/36	Opc
20	Huta Aluminium „KONIN” S.A.	62–510 Konin, ul. Hutnicza 1	Pee, Oee
21	POLIMEX–CEKOP S.A.	00–950 Warszawa, ul. Czackiego 7/9	Oee
22	„TAMAZ” Sp. z o.o.	06–100 Pultusk, ul. Lenartowicza 5	Opc
23	Kazimiera Matusiak, Wiesław Matusiak – P.W. „BIUROMAT” S.C.	40–175 Katowice, ul. ks. Blachnickiego 9	Opc
24	Marian Belter – Przedsiębiorstwo Handlowe BIS–BEL Stacja Paliw	62–007 Biskupice Wielkopolskie, ul. Mieszka I/1	Opc
25	P.P.U.H. „WILAND,” Sp. z o.o.	81–008 Gdynia, ul. Południowa 17 a	Opc
26	Ryszard Kietliński – P.H.U. „KRAFT”	05–250 Konstancin–Jeziorna, ul. Narożna 2/30	Opc
27	Romuald Duda – P.P.H.U. „PETROGAZ”	98–300 Wieluń, ul. Baranowskiego 5 a	Opc
28	Jan Bywalec, Józef Czapła, Stefan Forreiter, Anna Pelczar – „KOMGAZ” S.C.	44–200 Rybnik, ul. Korfantego 4	Opc
29	Ewa Brenda, Krzysztof Zoch – „ZOCH–GAZ”	05–180 Pomiechówek, ul. Stanisławowo 66	Opc
30	Towarzystwo Inwestycji Przemysłowych Sp. z o.o.	41–605 Świętochłowice, ul. Imieli 14	Occ
31	Przedsiębiorstwo Czesankowa INTERTEX S.A.	41–200 Sosnowiec, ul. Chemiczna 12	Pcc
32	Zakłady Sprzętu Mechanicznego URSUS Sp. z o.o.	86–200 Chełmno, ul. Dworcowa 40	Wcc, Pcc
33	„ALUTECH” Sp. z o.o.	32–650 Kęty, ul. Kościuszki 111	Wcc, Pcc
34	Zakład Utrzymania Ruchu Sp. z o.o.	21–045 Świdnik, Al. Lotników Polskich 1	Wcc, Pcc, Pee, Oee
35	Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m. st. Warszawie „MPWiK”	02–513 Warszawa, Plac Starynkiewicza 5	Pee, Oee
36	Zakład Energetyczny Płock – Rejon Energetyczny Gostynin Sp. z o.o.	09–500 Gostynin, ul. 18–go Stycznia 40	Oee
37	Zakład Energetyczny Płock – Rejon Energetyczny Płońsk Sp. z o.o.	09–100 Płońsk, ul. Henry Ford I nr. 7	Oee
38	Huta Cedler S.A.	41–200 Sosnowiec, ul. Niwecka 1	Pee, Oee
39	Zakład Energetyczny Płock – Rejon Energetyczny Ciechanów Sp. z o.o.	06–400 Ciechanów, ul. Mławska 3	Oee

## KONCESJE

Koncesje na wniosek

40	Elektrownia Bełchatów S.A.	97-406 Bełchatów 5, Rogowiec	Pee, Oee
41	Zakład Energetyczny Płock – Rejon Energetyczny Mława Sp. z o.o.	06-500 Mława, ul. Warszawska 127	Oee
42	Karina Grześ-Noga, Zofia Luleczko „KLOCKIEWICZ” S.C.	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Bogumińska 15	Wpc
43	Przedsiębiorstwo Usługowo-Wytwórcze „WROSZAR” Sp. z o.o.	63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Majakowskiego 16	Opc
44	Stanisław Marczak – Firma Usługowo-Handlo- wa „STAMAR”	26-200 Końskie, ul. J. Kiepury 9/1	Opc
45	Krzysztof Antczak, Grzegorz Gronczewski, Krzysztof Łakomy – Przedsiębiorstwo Produkcyj- no-Usługowo-Handlowe „ŁAGROPAL” S.C.	64-000 Kościan, Osiedle Jagiellońskie 59/1	Opc
46	Przedsiębiorstwo Transportowo-Usługowe „TRANS-EC” Sp. z o.o.	93-485 Łódź, ul. Zamorska 1/9	Opc
47	Zdzisław Prajwowski – Firma Z.P.	72-110 Przybiernów, ul. Chrobrego 39 a	Opc
48	„PETROSAN GAZ” Sp. z o.o.	37-450 Stalowa Wola, ul. Popieluszki 6	Opc
49	Adam Koguciuk – TANK-GAZ	22-100 Chełm, Al. Przyjaźni 2	Opc
50	Tadeusz Turkot – Zakład Gazyfikacji Bezprzewodowej	39-300 Mielec, Al. Ducha Świętego 40/10	Opc
51	Jerzy Nowak – Zakład Ogrodniczy	44-240 Żory, ul. Mikołaja Reja 29	Opc
52	„BIALCHEM GROUP” Sp. z o.o.	15-124 Białystok, ul. Gen. W. Andersa 5	Opc
53	„Energomontaż-Pólnoc” S.A.	00-450 Warszawa, ul. Przemysłowa 30, skr. poczt. 63	Oee
54	Zakład Energetyczny Płock – Rejon Energetyczny Sierpc Sp. z o.o.	09-200 Sierpc, ul. Reymonta 27	Oee
55	„ARON” Sp. z o.o.	25-852 Kielce 13, ul. Chorzowska 22	Wpc
56	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „KARMEX” Sp. z o.o.	87-707 Zakrzewo 15	Wpc, Mpc, Opc
57	Tadeusz Pokrzepa, Janusz Wolczyk – Przedsię- biorstwo Handlowo-Usługowe „TERMIKOL” S.C.	25-312 Kielce 13, ul. Warszawska 34/606	Opc
58	Dariusz Kozłowski, Ireneusz Dziurdzia – „EKOLOGIA-LPG” S.C.	58-100 Świdnica, ul. Zakole 12	Opc
59	Rejonowe Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	32-400 Myślenice, ul. Słowackiego 48	Opc
60	Jarosław Saczewski – Skład Opatu F.H. „ŻAR” Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe	08-110 Siedlce, ul. Strzała 18 a	Opc
61	„Gramax” Sp. z o.o.	06-500 Mława, ul. Dzierżgowska 110	Opc
62	Wanda Hysa, Ryszard Hysa – Firma „HYSBIS” S.C.	23-400 Biłgoraj, Al. Młodości 1	Opc
63	Maria Białobrzeska, Mieczysław Białobrzeski – „Rozlewnia Gazu Płynnego”	14-134 Samborowo, ul. Dworcowa 6	Opc
64	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „PAL-BUD”	09-100 Płońsk, ul. Moniuszki 5	Opc
65	Krystyna Tomaszewska, Edmund Tomaszewski, Michał Tomaszewski – „CARBON-GAS” S.C.	00-324 Warszawa, ul. Karowa 14/16, lok. 11	Opc
66	Kazimierz Sobczak – Usługi Transportowe „AUTO-TANK”	87-880 Brześć Kujawski, ul. Kolejowa 37/3	Opc
67	„GUGAZ” Sp. z o.o.	00-961 Warszawa, ul. Fort Woła 22	Opc
68	Mariusz Holiński – „HOLMAR” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe	42-700 Lubliniec, ul. Niegolewskich 5	Opc
69	Przedsiębiorstwo Handlowo Produkcyjne „CHEMIA-KATOWICE” S.A.	40-009 Katowice, ul. Kolejowa 19	Opc
70	Stanisław Gorczyca – „SIMGAZ”	23-400 Biłgoraj, ul. Janowska 16	Opc
71	Lidia Ziółkowska i Wacław Ziółkowski – Stacja Paliw Kamienica	42-287 Lubusza, ul. Częstochowska 54	Opc
72	Urszula Zalisz, Eugeniusz Mańkowski – Przedsię- biorstwo Handlowo-Usługowe „ZALMAN” S.C.	55-140 Żmigród, ul. Kwiatowa 7	Opc
73	„MISUNA” Sp. z o.o.	84-110 Minkowice, ul. Pucka 1	Opc
74	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Rolnicze „KARMEX” Sp. z o.o.	87-707 Zakrzewo 15	Opc
75	„EXOPOL” Sp. z o.o.	40-857 Katowice, ul. Ondraszka 12	Opc
76	„KRAK-GAZ” Sp. z o.o.	30-552 Kraków, ul. Wielicka 44 c	Opc
77	Beata Kołodziej, Cezary Królikowski – Firma Handlowa „GREEN-GAZ” S.C.	42-263 Wrzosowa, ul. Strażacka 33	Opc
78	Zakład Górniczy „Brzeziny” Sp. z o.o.	41-949 Piekary Śląskie, ul. Brzechwy 13	Pee, Oee

79	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „Wilan” Sp. z o.o.	00-961 Warszawa, ul. Fort Wola 22	Oee
80	Zakład Rafinacji Ropy Naftowej i Olejów „RENEWER” S.A.	00-522 Warszawa, ul. Krucza 28	Wpc
81	Zbigniew Baran, Halina Kożuch – HURT PALIW S.C. „H i Z”	42-480 Poręba, ul. L.W.P. 10/21	Opc
82	Stacje Paliw Rafinerii Gdańskiej Sp. z o.o.	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	Opc
83	Włodzimierz Mysiński – Agencja Handlowa „AWA”	41-104 Siemianowice Sl., ul. Łeśna 6 b/1	Opc
84	Damian Świerczek – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Produkcyjne	44-280 Rydułtowy, ul. R. Traugutta 186 b	Opc
85	PAL Sp. z o.o.	02-784 Warszawa, ul. Pięciolinii 5/36	Opc
86	PETROGAZ ŁAPY Sp. z o.o.	18-100 Łapy, ul. Pplk. Niłskiego –Łapińskiego 29	Opc
87	PORTA BALTIC SERVICE S.A.	71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19	Opc
88	Zygmunt Gumienny – Przedsiębiorstwo Handlowe „AKABA”	55-080 Kąty Wrocławskie, ul. Daszyńskiego 25	Opc
89	TRANS-ZAK Sp. z o.o.	42-400 Zawiercie, ul. Okólna 10	Opc
90	Kazimierz Gębala, Zbigniew Radziwiłł – Petrocom International S.C.	31-445 Kraków, ul. Kantora 6/32 a	Opc
91	Alicja Sokółowska, Józef Gluszek, Piotr Słepowroński – AJP „Marchand” S.C.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Dojazdowa 1 a	Opc
92	Zakład Rafinacji Ropy Naftowej i Olejów „Renower”, S.A.	00-522 Warszawa, ul. Krucza 28	Opc
93	Przedsiębiorstwo Handlu Zagranicznego „WARO”	82-500 Kwidzyn, ul. Kochanowskiego 18	Opc
94	Marek Frątczak – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „POLTRANS” Export-Import	99-300 Kutno, Gołębiew	Opc
95	Mariola Szaor – „Gaz-Trade” Przedsiębiorstwo Wielobranżowe	50-541 Wrocław, ul. Armii Krajowej 4	Opc
96	Adam Kuciński, Grzegorz Włodarski, Elżbieta Kucińska, Lucja Włodarczyk – P.U.H. „EGA” Spółka Cywilna Kucińscy-Włodarscy	09-200 Sierpc, ul. Pułaskiego 34-36	Opc
97	Wiesław Sroka, Andrzej Starzak – Przedsiębiorstwo Uslugowo-Handlowe „PRO-GAZ” S.C.	34-200 Sucha Beskidzka, ul. Mickiewicza	Opc
98	Radosław Ludzis, Małgorzata Ludzis, Teresa Ludzis – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe S.C.	63-760 Zduny, ul. Masłowskiego 13	Opc
99	Tadeusz Podsiadło – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KEDAT”	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Kasprzaka 70	Opc
100	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „OMEGA” Sp. z o.o.	07-215 Obryte, Gródek Nowy 13	Opc
101	TOMSOL Sp. z o.o.	75-653 Koszalin, ul. Zwycięstwa 276	Opc
102	Zakład Energetyczny i Ochrony Środowiska „ENERGOEKO” Sp. z o.o.	39-206 Pustków 3	Wcc, Pcc
103	Zakłady Chemiczne „Organika Sarzyna” Przedsiębiorstwo Państwowe	37-310 Nowa Sarzyna, ul. Chemików 1	Occ
104	Gmina Ujazd – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	97-225 Ujazd	Pcc, Occ
105	Gmina Winnica – Komunalny Zakład Budżetowy	06-120 Winnica	Pcc
106	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	40-168 Katowice, ul. Klonowa 35 c	Pcc, Occ
107	Ciepłownia Łañcut Sp. z o.o.	37-100 Łañcut, ul. Polna 2 a	Occ
108	Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej „REPTY” Górnośląskie Centrum Rehabilitacji im. Gen. Jerzego Ziętka	42-604 Tarnowskie Góry, ul. Sniadeckiego 1	Wcc, Pcc
109	EKO-PAP Sp. z o.o.	95-200 Pabianice, ul. Piłsudskiego 7	Wcc
110	Zakład Produkcji Energii ENERGOCUKIER Sp. z o.o.	39-100 Ropczyce, ul. Kolejowa 140	Pcc
111	Huta Cynku „Miasteczko Śląskie”, Przedsiębiorstwo Państwowe	42-610 Miasteczko Śląskie, ul. Woźnicka 36	Wcc, Pcc

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 10.02.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	LAYLA S.A.	01-458 Warszawa, ul. Białowiejska 1/3
2	„Energetyczne Towarzystwo Finansowo Leasingowe Energopol-Utech” S.A.	61-418 Poznań, ul. Pietrusińskiego 6
3	„OIL-SERVICE” Sp. z o.o.	50-439 Wrocław, ul. Kościuszki 142
4	P.W. ATEX Spółka z o.o.	22-400 Zamość, ul. Hrubieszowska 173
5	Robert Ślęzak	01-052 Warszawa, ul. Anielewicza 24a/39
6	„GREMI” Sp. z o.o.	50-009 Wrocław, ul. Kościuszki 54a/3
7	P.H.U. „KONKURENT” Sp. z o.o.	27-600 Sandomierz, ul. Lwowska 48
8	P.P.H.U. „Wojaż” S.C.	97-217 Lubochnia, ul. Jakubów 1
9	Ośrodek Badań Ekspertyz „ZABEKS” Katowice Sp. z o.o.	40-241 Katowice, ul. Hutnicza 10
10	„LOCO” Sp. z o.o.	81-342 Gdynia, ul. Waszyngtona 34/36
11	„PETROMET” Sp. z o.o.	22-100 Chelm, ul. Fabryczna 6
12	Firma Handlowo Usługowa PETROL-OIL-TRANS M. Tarka	81-448 Gdynia, ul. Skośna
13	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ANDRZEJ”	58-560 Jelenia Góra-Cieplice, ul. PCK 2 b
14	PEX Hurtownia Artykułów Elektrotechnicznych i Olejów	41-806 Zabrze, ul. Bogusławskiego 1
15	Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjno-Handlowe „Lenkiewicz” Sławomir Lenkiewicz	82-500 Kwidzyn, ul. Grudziądzka 22
16	Elektrociepłownia „MARCEL” Sp. z o.o.	44-310 Radlin, ul. Hutnicza 1
17	„TEGRA” Sp. z o.o.	59-300 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 47
18	ATUT S.C.	78-125 Rymań, ul. Szkolna 7
19	PETRO S.A.	65-255 Zielona Góra, ul. Zielony Las 27
20	VARIUS Janusz Buła	57-100 Strzeżel, ul. Jana Pawła II 12/3
21	Stacja Paliw CARO	27-620 Dwikozy, ul. Słupcza
22	P.P.H.U. EXPRIM ZPChr	42-595 Siemina, ul. Kościuszki 131 b
23	TRANSGALICJA S.C.	38-200 Jasło, ul. Czackiego 18
24	OTMĘT Sp. z o.o.	47-303 Krapkowice, ul. Kilińskiego 1
25	Stacja Paliw „EURO-TANK” Sabina Parczewska	95-082 Dobroń, ul. Wrocławska 17
26	ALCO PEGRO Sp. z o.o. Kołaczkowo	62-425 Witkowo, Konin
27	Przedsiębiorstwo Handlowo Usługowe OLMAX	92-320 Łódź, ul. Niciarniana 45
28	P.H.P.U. „MARKUS”	42-280 Częstochowa, ul. Rakowska 8/66
29	Spółka Usługowo-Handlowa M.J. Szymczak	09-505 Nowy Duninów, ul. Włocławska 7
30	„ORZEŁ” S.C. Stacja Paliw	32-722 Królówka, ul. Muchówka 185
31	P.H.U. „BTS”	34-300 Żywiec, ul. Łączna 29/9
32	PetroChemCompleks Magdalena Bogdańska	51-351 Wrocław, ul. Krowieńska 8
33	„Gazy” Zakład Gazyfikacji Bezprzewodowej Sp. z o.o.	85-790 Częstochowa, ul. Magazynowa 11
34	„SIGMA-TRADE” Sp. z o.o.	42-280 Częstochowa, ul. Główna 112
35	RAF-EKOLOGIA Sp. z o.o.	38-460 Jedlicze, ul. Trzecieskiego 14
36	Agrozap Agencja Zaopatrzenia Rolnictwa Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 16
37	P.H.U. DOMITECH Ryszard Rutkowski	99-400 Łowicz, ul. Klickiego 66
38	P.H. KARON Michał Borkowski	86-309 Grudziądz, ul. Śniadeckich 42/11
39	P.P.H.U. „AGROCONCERN” Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Wróblowicka 115
40	Nadwiślańskie Towarzystwo Węglowe	06-300 Grudziądz, ul. Składowa 2/6
41	Spółdzielnia Mieszkaniowa „PŁONIA”	72-013 Kolbacz, ul. Szarych Mnichów 7
42	Firma Bugajski Słowik	95-100 Zgierz, ul. Gdańska 28
43	Import-Eksport Polen-Deutschland Eckharc Jabs Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, Sątopy, ul. Kościelna 5
44	„Lazur” S.C. Marcin Kwiatkowski i S-ka	09-401 Płock, ul. Portowa 2 a
45	„DREWEX” Widenka Piotr	44-286 Wodzisław Śląski, Osiedle XXX-lecia PRL 4, lok. 2
46	Przedsiębiorstwo Komunalne w Wieruszowie S.A.	98-400 Wieruszów, ul. Biskupa Barely 13
47	P.P.U.H. „KAWIRO” Sp. z o.o.	41-400 Mysłowice, ul. Kolejowa 2
48	AGROFERNIKS Sp. z o.o.	07-200 Wyszaków, ul. Żeromskiego 33

49	FAiD „Pluszownia” Sp. z o.o.	62–800 Kalisz, ul. Szopena 23
50	TANKPOL Sp. z o.o.	33–230 Szczucin, ul. J. Piłsudskiego 54
51	JANMAR S.C.	05–240 Tłuszcz, ul. Batorego
52	„MARKOMP” Sp. z o.o.	02–586 Warszawa, ul. Wiktorska 27/21
53	PETROLEXGAS Sp. z o.o.	40–084 Katowice, ul. Opolska 19
54	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „EKO–TERM” S.C.	61–291 Poznań, Osiedle Czecha 120/13
55	Zakład Techniki i Inżynierii Komunalnej Energotech–2 Sp. z o.o.	72–600 Świnoujście, ul. Jana z Kolna 2
56	Specjalna Strefa Ekonomiczna Żarnowiec–Tczew Sp. z o.o.	80–830 Gdańsk, ul. Długi Targ 39/40
57	INTER INVESTMENT GROUP Pl. Ltd.	00–628 Warszawa, ul. Marszałkowska 18/25
58	„MARBOJ” Sp. z o.o. Ubocze	59–620 Gryfów, skr. poczt. 66
59	„ROMAR” Elżbieta Kwiatkowska	51–165 Wrocław, ul. Grudziądzka 90/1
60	Agencja „CASS” Sp. z o.o.	10–117 Olsztyn, ul. 1–go Maja 13/110
61	Auto.Haus WW S.C.	27–400 Ostrowiec Św., Al. 3–go Maja 67
62	PKP Centrala Zakupów i Sprzedaży	26–110 Skarżysko Kamienna, ul. Towarowa 62
63	Polska Energia Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.	40–043 Katowice, ul. Jordana 25
64	Przedsiębiorstwo Usługowo–Handlowo–Transportowe „OLIGAZ” S.C. Aleksander Hemerling, Ireneusz Brzeziński	85–792 Bydgoszcz, ul. Jaruzińska 1/1
65	Przedsiębiorstwo Produkcyjno–Usługowo–Handlowe REG–BENZ S.C.	39–300 Mielec, ul. Legionów 80
66	Z.U.H. „NAFTOHURT” S.C.	64–300 Nowy Tomyśl, ul. Kolejowa 34
67	P.P.H.U. Adam Rek	07–130 Łochów, ul. Sikorskiego 55
68	Przedsiębiorstwo PETRO–ART	62–800 Kalisz, ul. Babina 6–7/10
69	HPA/GEF Joint Venture	01–755 Warszawa, ul. Krasieńskiego 45
70	Zakłady Metali Lekkich „KĘTY” S.A.	32–650 Kęty, ul. Kościuszki 111
71	Agencja Własności Rolnej Skarbu Państwa	00–559 Warszawa, ul. Chopina 1
72	Mirosława Gzella Stacja Benzynowa „MIRA”	86–134 Dragacz, ul. Dolna Grupa 68 a, Osie
73	NIJMAN/ZEETANK International Transport Sp. z o.o.	27–600 Sandomierz, ul. Portowa 24
74	Przedsiębiorstwo Handlowo–Usługowe „ZBINEX” Gózdź Zbigniew	09–230 Bielsk, ul. Spółdzielcza 30
75	A.T.H. „HERNIK” S.C.	26–600 Radom, ul. Klerzowska 1
76	ROB–Gaz Robert Zatorski	96–500 Sochaczew, ul. Rozłazłów 10
77	Zarząd Gminy w Rakszawie	37–111 Rakszawa, pow. Łącut
78	EKO BENZ	96–511 Kamion, Kamion Mały
79	Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjno–Budowlanych „POZNAŃ”	61–248 Poznań, ul. Dziadoszańska 10
80	P.T. i O.M.B. Sylwester Matuszek	44–361 Syrynia, ul. Wałowa 32
81	Firma „P & J”	42–286 Koszęcin, ul. Leśna 2
82	Przedsiębiorstwo Usługowo–Handlowe „AWIA” Sp. z o.o.	43–400 Cieszyn, ul. Głęboka 25
83	„ONYKS POZNAŃ” Sp. z o.o.	60–179 Poznań, ul. Jeleniogórska 18
84	KOLGARD	00–895 Warszawa, ul. Biała 4
85	P.P.U. ESJA S.C.	47–232 Kędzierzyn–Kozłe, Al. Jana Pawła II 41 a
86	BENZOL P.H.U. Hurt Detal	07–410 Ostrolęka, ul. Graniczna 7

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 10.12.1999 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji
1	Huta Szkła Czechy S.A.	08-406 Trąbki, gm. Pilawa	9.12.99	PCC/295/S/1607/U/3/99
2	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 10	9.12.99	PCC/55/S/173/U/3/99 OCC/20/S/173/U/3/99
3	Rzeszowska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	35-055 Rzeszów, ul. Narutowicza 18	9.12.99	PCC/616/S/160/U/3/99 OCC/164/S/160/U/3/99
4	OTOR SILESIA S.A.	43-100 Tychy, ul. Katowicka 182	9.12.99	PCC/529/S/1200/U/3/99
5	Zakłady Mechaniczne „WIROMET” S.A.	43-190 Mikołów, ul. Wyzwolenia 27	9.12.99	PCC/712/S/835/U/3/99 OCC/201/S/835/U/3/99
6	P.P.H.U. „DREX”	43-200 Pszczyna, ul. Odnowiciela 3/9	9.12.99	OPC/616A/581/W/3/99/ALK
7	Kompania Piwowarska S.A.	61-285 Poznańska, ul. Szwajcarska 11	9.12.99	WCC/567A/1728/W/3/99/BP
8	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	62-100 Wągrowiec, ul. Reja 10 a	9.12.99	PCC/283/S/422/U/3/99
9	Fabryka Osi Napędowych S.A.	97-500 Radomsko, ul. I. Krasieńskiego 63/71	9.12.99	PCC/385/S/828/U/3/99 OCC/113/S/828/U/3/99
10	Radomszczańska Spółdzielnia Mieszkaniowa	97-500 Radomsko, ul. Piastowska 10	9.12.99	PCC/589/S/632/U/3/99 OCC/156/S/632/U/3/99
11	Huta ANDRZEJ S.A.	46-059 Zawadzkie, ul. ks. Wajdy 1	10.12.99	WCC/422A/1605/W/3/99/ALK
12	ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o.	96-100 Skierniewice, ul. Przemysłowa 2	10.12.99	PCC/167A/280/W/3/99/ALK
13	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	32-500 Chrzanów, ul. Jordana 7	13.12.99	WCC/233A/195/W/3/99/ALK
14	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Sienna 4	15.12.99	WCC/17B/188/W/3/99/ALK
15	Elektrociepłownia Tychy S.A.	43-100 Tychy, ul. Przemysłowa 47	15.12.99	OCC/220/S/97/U/3/99
16	Stoleczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	02-591 Warszawa, ul. Batorego 2	17.12.99	PCC/776/S/97/U/3/99 OCC/49/S/170/U/3/99
17	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „PEC” Sp. z o.o.	21-040 Świdnik, ul. C. K. Norwida 9	17.12.99	PCC/164/S/170/U/3/99 OCC/8/S/261/U/3/99
18	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	29-100 Włoszczowa, ul. Sienkiewicza 31	17.12.99	OCC/8/S/261/U/3/99 PCC/638/S/2648/U/3/99
19	Huta Florian S.A.	41-600 Świętochłowice, ul. Metalowców 5	17.12.99	OCC/170/S/2648/U/3/99 PCC/474/S/1520/U/3/99
20	Zabrzeńskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Goethego 3	17.12.99	OCC/130/S/1520/U/3/99 OCC/56/S/198/U/3/99
21	Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A.	42-500 Będzin, ul. Małobądzka 141	17.12.99	PEE/56A/2714/W/1/2/99/AS OEE/58B/2714/W/1/2/99/AS
22	Spółdzielnia Mieszkaniowa „Zacisze”	43-450 Ustroń, ul. Jana Wantuły 47	17.12.99	PCC/649/S/2741/U/3/99 OCC/194/S/2741/U/3/99

23	"Elkom" Sp. z o.o.	46-081 Dobrzeń Wielki, Osiedle Energetyk 13	17.12.99	PCC/286/S/2058/U/3/99 OCC/82/S/2058/U/3/99
24	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5	17.12.99	PCC/41/S/252/U/3/99 OCC/15/S/252/U/3/99
25	"POLAR" S.A.	51-210 Wrocław, ul. Gen. T. Bora-Komorowskiego 6	17.12.99	PCC/110/S/460/U/3/99 OCC/37/S/460/U/3/99
26	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	58-306 Wałbrzych, ul. Ogrodowa 19	17.12.99	PCC/520/S/193/U/3/99 OCC/138/S/193/U/3/99
27	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej, Przedsiębiorstwo Państwowe	63-100 Śrem, ul. Staszica 4	17.12.99	PCC/354/S/186/U/3/99 OCC/99/S/186/U/3/99
28	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63-200 Jarocin, ul. Kasprzaka 1 a	17.12.99	WCC/99A/61/W/3/99/BP PCC/101A/61/W/3/99/BP
29	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	65-602 Zielona Góra, ul. Miodowa 3	17.12.99	PCC/177/S/191/U/3/99 OCC/57/S/191/U/3/99
30	Stocznia Szczecińska S.A.	71-642 Szczecin, ul. Hutnicza 1	17.12.99	PCC/244/S/1379/U/3/99 OCC/76/S/1379/U/3/99
31	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-320 Baranek, ul. Przemysłowa 7	17.12.99	PCC/355/S/220/U/3/99 OCC/100/S/220/U/3/99
32	Przedsiębiorstwo Polowów, Przetwórstwa i Handlu „Dalmor” S.A.	81-340 Gdynia, ul. Hryniewiczza 10	17.12.99	PCC/343/S/829/U/3/99 OCC/97/S/829/U/3/99
33	Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Fabryczna 3	17.12.99	OCC/169/S/159/U/3/99
34	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	86-105 Świecie n/Wisłą, ul. Ciepła 9	17.12.99	PCC/310/S/181/U/3/99 OCC/89/S/181/U/3/99
35	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. M. C. Skłodowskiej 41	17.12.99	PCC/72/S/218/U/3/99 OCC/28/S/218/U/3/99
36	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	99-300 Kutno, ul. Holenderska 4	17.12.99	WCC/18A/241/W/3/99/RW PCC/17B/241/W/3/99/RW
37	Energetyka Cieplna sp. z o.o.	14-200 Iława, ul. Wojska Polskiego 23	20.12.99	PCC/9A/281/W/3/99/RW
38	ENERGOINVEST Białystok S.A.	15-124 Białystok, ul. Gen. Władysława Andersa 3	20.12.99	PCC/553/S/2491/U/3/99 OCC/146/S/2491/U/3/99
39	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-300 Gorlice, ul. 11 listopada 54	20.12.99	PCC/69/S/631/U/3/99 OCC/26/S/631/U/3/99
40	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 83	20.12.99	PCC/160/S/221/U/3/99 OCC/48/S/221/U/3/99
41	Huta Kościszko S.A.	41-500 Chorzów, ul. Moniuszki 11	20.12.99	PCC/374/S/903/U/3/99 OCC/107/S/903/U/3/99

42	Huta Katowice S.A.	41-308 Dąbrowa Górnicza, Al. J. Piłsudskiego 92	20.12.99	WCC/667A/593/W/1/2/99/MS PCC/695A/593/W/1/2/99/MS WEE/44A/593/W/1/2/99/MS PEE/90A/593/W/1/2/99/MS OEE/91A/593/W/1/2/99/MS
43	Bytomska Spółka Węglowa S.A.	41-902 Bytom, ul. Łużycka 7	20.12.99	PCC/649/S/754/U/3/99 OCC/177/S/754/U/3/99
44	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	17-200 Hajnówka, ul. Łowcza 4	21.12.99	WCC/285A/436/W/3/99/RW PCC/297A/436/W/3/99/RW
45	Kopalnia i Zakłady Przetwórcze Siarki „SIARKOPOL”, Przedsiębiorstwo Państwowe	39-405 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 50	21.12.99	WCC/478A/583/W/3/99/RW PCC/502B/583/W/3/99/RW
46	Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	07-412 Ostrołęka, ul. Celna 13	22.12.99	PCC/200/S/265/U/3/99 OCC/64/S/265/U/3/99
47	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	10-710 Olsztyn, ul. Słoneczna 46	22.12.99	PCC/35/S/156/U/3/99 OCC/12/S/156/U/3/99
48	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” S.A.	26-612 Radom, ul. Żelazna 18	22.12.99	PCC/46/S/158/U/3/99 OCC/17/S/158/U/3/99
49	Nadwiślańska Spółka Węglowa Sp. z o.o.	43-155 Bieruń, ul. Granitowa 132	22.12.99	PCC/407A/366/W/3/99/RW
50	Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o.	43-200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 4	22.12.99	PCC/173/S/2530/U/3/99 OCC/54/S/2530/U/3/99
51	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.	45-158 Opole, ul. Harcerska 15	22.12.99	PCC/392/S/73/U/3/99 OCC/114/S/73/U/3/99
52	SKF Poznań S.A.	61-022 Poznań, ul. Nieszawska 15	22.12.99	PCC/362/S/1414/U/3/99 OCC/102/S/1414/U/3/99
53	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.	63-400 Ostrow Wlkp., ul. Wysocka 57	22.12.99	PCC/255/S/203/U/3/99 OCC/83/S/203/U/3/99
54	„EKO-WARK” Sp. z o.o.	70-846 Szczecin, ul. Kniewska 4	22.12.99	WCC/796A/P/8025/3/99/RW PCC/829A/8025/P/3/99/RW
55	WBW-AQUA S.C.	72-003 Dobra Szczecińska	22.12.99	OPC/361B/87/W/1/2/99/BK
56	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	95-200 Pabianice, ul. Warzywna 1/3	22.12.99	PCC/676/S/763/U/3/99 OCC/188/S/763/U/3/99
57	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	97-500 Radomsko, ul. Stara Droga 85	22.12.99	PCC/126/S/333/U/3/99 OCC/115/S/70/U/3/99
58	Dalkia-Termika S.A.	00-496 Warszawa, ul. Nowy Świat 7/15	3.01.2000	PCC/715/S/U/3/00
59	Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo-Usługowe PIASECZNO Sp. z o.o.	05-500 Piaseczno, ul. Techniczna 6	3.01.2000	WCC/709A/183/W/3/2000/JŻ



60	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-100 Ostróda, ul. Piłsudskiego 21	3.01.2000	PCC/546A/442W/3/2000/JŻ
61	Zakład Energetyki Ciepłej	21-017 Łęczna, ul. Akacja 11	3.01.2000	PCC/240/S/262/U/3/00 OCC/75/S/262/U/3/00
62	Krańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	23-200 Kraśnik, ul. Obwodowa 5	3.01.2000	PCC/209/S/174/U/3/00 OCC/65/S/174/U/3/00
63	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	25-611 Kielce, ul. Mielczarskiego 139/143	3.01.2000	PCC/227/S/192/U/3/00 OCC/71/S/192/U/3/00
64	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	30-969 Kraków, Al. Jana Pawła II 188	3.01.2000	PCC/185/S/215/U/3/00 OCC/61/S/215/U/3/00
65	BUDOSTAL-1 S.A.	30-969 Kraków, Osiedle Bohaterów Września 80	3.01.2000	PCC/477/S/988/U/3/00 OCC/132/S/988/U/3/00
66	International Paper - Klucze S.A.	32-310 Klucze, ul. Zawierciańska 1	3.01.2000	PCC/288A/681W/3/2000/MJ
67	Fabryka Maszyn Glinik S.A.	38-320 Gorlice, ul. Michalusa 1	3.01.2000	PCC/641/S/764/U/3/00 OCC/172/S/764/U/3/00
68	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Leśna 1	3.01.2000	PCC/181/S/360/U/3/00 OCC/58/S/360/U/3/00
69	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice, Przedsiębiorstwo Państwowe	40-126 Katowice, ul. Grażyńskiego 49	3.01.2000	PCC/367/S/216/U/3/00 OCC/105/S/216/U/3/00
70	Huta Baildon, Przedsiębiorstwo Państwowe	40-952 Katowice, ul. Żelazna 9	3.01.2000	PCC/488/S/650/U/3/00 OCC/134/S/650/U/3/00
71	Kombinat PZL-Hydral S.A.	51-317 Wrocław, ul. Bierutowska 57/59	3.01.2000	PCC/518/S/634/U/3/00 OCC/137/S/634/U/3/00
72	GAMBIT, Przedsiębiorstwo Państwowe	58-420 Lubawka, ul. Wojska Polskiego 16	3.01.2000	PCC/614/S/1602/U/3/00 OCC/162/S/1602/U/3/00
73	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej ENERGOGAZ Sp. z o.o.	62-510 Konin, ul. Gajowa 1	3.01.2000	PCC/51/S/263/U/3/00 OCC/18/S/263/U/3/00
74	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa	63-800 Gostyń, ul. Łokietka 2	3.01.2000	PCC/745/S/2863/U/3/00 OCC/208/S/2863/U/3/00
75	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-000 Kościan, ul. Bączkowskiego 6	3.01.2000	PCC/234/S/255/U/3/00 OCC/73/S/255/U/3/00
76	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-300 Nowy Tomyśl, ul. Komunalna 1	3.01.2000	PCC/319/S/227/U/3/00 OCC/90/S/227/U/3/00
77	Grudziądzkie Zakłady Przemysłu Gumowego STOMIL S.A.	86-300 Grudziądz, ul. Waryńskiego 32-36	3.01.2000	PCC/146/S/637/U/3/00 OCC/47/S/637/U/3/00
78	Fagum-Stomil S.A.	91-212 Łódź, ul. Wersalska 47/75	3.01.2000	PCC/600/S/2063/U/3/00 OCC/160/S/2063/U/3/00

KONCESJE

79	Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o.	95-050 Konstantynów Łódzki, ul. 19-go Sycznia 44	3.01.2000	WCC/646B/72/W/3/2000/AD
80	Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	35-959 Rzeszów, ul. Ciepłownicza 8	5.01.2000	PCC/577/S/50/U/3/00
81	„CENTRA” S.A.	60-960 Poznań, ul. Gdyńska 31/33	5.01.2000	PCC/684/S/1858/U/3/99 OCC/193/S/1858/U/3/99
82	Zakład Energetyki Ciepłej „Ustronna”	93-438 Łódź, ul. Demokratyczna 114	5.01.2000	WCC/721A/372/W/3/2000/MJ PCC/753A/372/W/3/2000/MJ
83	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	68-300 Lubusko, ul. XX-lecia 3	6.01.2000	PCC/471A/2594/W/3/2000/ALK
84	Elektrownia Belchatów S.A.	97-406 Belchatów 5, Rogowiec	6.01.2000	WCC/254A/1249/W/1/2/2000/AS PCC/267A/1249/W/1/2/2000/AS WEE/10A/1249/W/1/2/2000/AS
85	Stocznia Szczecińska Porta Holding S.A.	71-642 Szczecin, ul. Hutnicza 1	7.01.2000	WCC/230A/1379/W/2000/JŻ PCC/244A/1379/W/2000/JŻ OCC/76A/1379/W/2000/JŻ
86	Przedsiębiorstwo Instalacji Przemysłowych „INSTAL” S.A.	15-084 Białystok, ul. E. Orzeszkowej 32	10.01.2000	OCC/111/S/910/U/3/2000
87	Elektromontaż Nr 2 Kraków S.A.	31-752 Kraków, ul. Łowińskiego 7	10.01.2000	OCC/181/S/2155/U/3/2000
88	ABB Elta Sp. z o.o.	91-224 Łódź, ul. Aleksandrowska 67/93	10.01.2000	OCC/81/S/998/U/3/2000
89	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	11-440 Raszel, ul. Warmińska 18 a	12.01.2000	WCC/46A/259/W/3/2000/MJ PCC/48A/259/W/3/2000/MJ
90	Huta Metali Nieżelaznych „SZOPIENICE” S.A.	40-390 Katowice, ul. Lwowska 23	12.01.2000	PCC/394A/586/W/3/2000/JŻ
91	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.	65-775 Zielona Góra, ul. Zaciże 15	12.01.2000	OEE/47A/2712/W/1/2/2000/AS
92	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	77-300 Człuchów, ul. Sobieskiego 11	14.01.2000	WCC/293A/534/W/3/2000/JŻ
93	Zakład Energetyki Ciepłej	78-500 Drawsko Pomorskie, ul. Sobieskiego 8	14.01.2000	WCC/224B/517/W/3/2000/BP PCC/236B/517/W/3/2000/BP
94	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	30-969 Kraków, Al. Jana Pawła II 188	17.01.2000	WCC/170A/215/W/3/2000/RW PCC/185A/215/W/3/2000/RW
95	Rybnicka Spółka Węgłowa S.A.	44-254 Rybnik, ul. Jastrzębska 10	17.01.2000	WCC/468A/578/W/3/2000/ALK PCC/491A/578/W/3/2000/ALK
96	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	06-400 Ciechanów, ul. Tysiąclecia 18	19.01.2000	PCC/34/247/U/3/99
97	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	32-700 Bochnia, ul. Poniatowskiego 24	19.01.2000	WCC/714A/222/W/3/2000/RW PCC/744A/222/W/3/2000/RW
98	Energetyka Ciepła, Zakład Eksploatacji Ciepłownictwa	64-700 Czarnków, Osiedle Parkowe 19/6	19.01.2000	WCC/347A/258/W/3/2000/RW
99	Zakład Energetyki Ciepłej STAR-PEC Sp. z o.o.	83-200 Starogard Gdański, ul. Owidzka 20	19.01.2000	WCC/250A/301/W/3.2000/JŻ PCC/263A/301/W/3/2000/JŻ
100	INVESTSTAL S.C.	41-800 Zabrze, ul. Staromiejska 34/4	20.01.2000	OPC/850A/W/1/2/2000/MS

101	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A.	44-100 Gliwice, ul. Barlickiego 2	20.01.2000	PEE/53/S/2689/U/3/2000 OEE/55/S/2689/U/3/2000
102	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	74-105 Nowe Czarnkowo k/Gryfina	20.01.2000	WEE/23A/1272/W/1/2/2000/MS
103	Zakład Energetyczny S.A.	90-950 Łódź, ul. Tuwima 58	20.01.2000	PEE/15/S/2691/U/3/2000 OEE/17/S/2691/U/3/2000
104	Prem Polska Sp. z o.o.	00-665 Warszawa, ul. Nowowiejska 25	25.01.2000	OPC/28B/3252/U/1/2/98/BK
105	Krotoszyńskie Przedsiębiorstwo Ceramiki Budowlanej „CERABUD” S.A.	63-700 Krotoszyn, ul. Przemysłowa 16	25.01.2000	WCC/419A/1971/W/3/2000/MJ PCC/437A/1971/W/3/2000/MJ
106	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-500 Rypin, ul. Mławska 46 b	25.01.2000	WCC/95A/433/W/3/2000/MJ
107	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	05-200 Wolomin, ul. Szosa Jadowska 1	26.01.2000	PCC/104/S/336/U/3/200
108	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	15-062 Białystok, ul. Warszawska 27	26.01.2000	WCC/68B/165/W/3/2000/BP
109	Komunalny Związek Ciepłownictwa PONIDZIE	28-100 Busko-Zdrój, ul. Kilińskiego 41	26.01.2000	PCC/465/S/306/U/3/2000
110	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej EKOTERM Sp. z o.o.	34-300 Żywiec, ul. Folwark 14	26.01.2000	PCC/289/S/323/U/3/2000
111	Przedsiębiorstwo Robót Inżynierskich „PRInż. Cieszyń” Sp. z o.o.	43-400 Cieszyń, ul. Spółdzielcza 5	26.01.2000	OPC/437A/3593/W/1/2/2000/MS
112	Kompania Spirytusowa WRATISLAVIA POLMOS Wrocław S.A.	51-501 Wrocław, ul. Monopolowa 4	26.01.2000	PCC/275/S/1701/U/3/2000
113	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ARPOL” Sp. z o.o.	65-119 Zielona Góra, ul. Trasa Północna 14	26.01.2000	WCC/760A/509/W/3/2000/MJ
114	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	39-300 Mielec, ul. Grunwaldzka 3	28.01.2000	PCC/131A/175/W/3/2000/JZ
115	BUDWEX S.A.	44-253 Rybnik-Boguszowice, ul. Jastrzębska 12	28.01.2000	PCC/666A/758/W/3/2000/MJ
116	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-221 Ruciane Nida, ul. Kwiatowa 6 a	31.01.2000	WCC/397A/523/W/3/2000/RW PCC/414A/523/W/3/2000/RW
117	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Lwowska 37 a	31.01.2000	PCC/725/S/449/U/3/2000
118	Instytut Zootechniki – Zootechniczny Zakład Doświadczalny	88-160 Janikowo	31.01.2000	PCC/724A/1650/W/3/2000/MJ
119	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	89-400 Sępólno Krajeńskie, ul. E. Orzeszkowej 8	31.01.2000	PCC/235/S/530/U/3/2000
120	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	99-400 Łowicz, ul. Kaliska 22	31.01.2000	WCC/705A/182/W/3/2000/MJ PCC/733A/182/W/3/2000/MJ OCC/203A/182/W/3/2000/MJ
121	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Górnicych „ENMAG-EG” Sp. z o.o.	41-949 Piekary Śląskie, ul. Jana Bizechwy 13	3.02.2000	PCC/445B/1698/W/3/2000/RW
122	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.	97-425 Żelów, Plac Dąbrowskiego 7	3.02.2000	PCC/825A/9262/W/3/2000/RW
123	Przedsiębiorstwo Handlu Chemikaliami „CHEMIA”, Przedsiębiorstwo Państwowe	00-950 Warszawa, ul. Foksal 18	4.02.2000	OPC/16A/3336/W/3/2000/MJ
124	SIM-TECH Sp. z o.o.	65-431 Zielona Góra, ul. Sienkiewicza 31 a	4.02.2000	WCC/733A/2788/W/3/2000/MJ

125	Energetyka Szczecińska S.A.	71-616 Szczecin, ul. Malczewskiego 5/7	4.02.2000	PEE/21B/2701/W/1/2/2000/AS OEE/23C/2701/W/1/2/2000/AS
126	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkalowej	83-262 Czarna Woda, ul. Dworcowa 4	4.02.2000	PCC/769A/2605/W/3/2000/MJ

Legenda:

- Wcc – wytworzenie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Occ – obrót ciepłem
- Wee – wytworzenie energii elektrycznej
- Peo – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Wpc – wytworzenie paliw ciekłych
- Opc – obrót paliwami ciekłymi

## ZARZĄDZENIE NR 8/MON MINISTRA OBRONY NARODOWEJ

z dnia 4 marca 1999 r.

### w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej

(Dz. Rozk. MON z 1999 r. poz. 13)

Na podstawie art. 54 ust. 3 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, Nr 158, poz. 1042 oraz z 1998 r. Nr 94, poz. 594 i Nr 106, poz. 668) zarządza się, co następuje:

#### § 1

1. Jednostki organizacyjne resortu obrony narodowej są obowiązane posiadać aktualny wykaz stanowisk pracy wraz z imiennym podaniem osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych wg wzoru stanowiącego załącznik nr 1 do zarządzenia.
2. Posiadanie kwalifikacji przez osoby pełniące służbę lub zatrudnione w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej stwierdza na podstawie egzaminu Wojskowa Energetyczna Komisja Kwalifikacyjna.
3. Rodzaje urządzeń techniki wojskowej lub uzbrojenia, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji określa załącznik nr 2 do zarządzenia.

#### § 2

1. Wojskową Energetyczną Komisję Kwalifikacyjną powołuje Minister Obrony Narodowej na wniosek dowódcy rodzaju sił zbrojnych, komendanta wyższej szkoły wojskowej i wojskowego instytutu badawczo-rozwojowego.
2. Wniosek o powołanie komisji kwalifikacyjnej powinien zawierać:
  - 1) pełną nazwę i adres siedziby jednostki organizacyjnej przy której ma być powołana komisja,
  - 2) proponowany szczegółowy zakres jej działań zgodnie z rodzajem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych – określonych w załączniku nr 2,
  - 3) wyszczególnienie jednostek organizacyjnych z podaniem liczby osób zatrudnionych na stanowiskach objętych wykazami w tych jednostkach,
  - 4) proponowany imienny skład komisji – z podaniem stopnia wojskowego, imienia, nazwiska, imienia ojca, daty i miejsca urodzenia, miejsca służby i zajmowanego stanowiska oraz z proponowanym podziałem na funkcje w komisji,
  - 5) oświadczenia zainteresowanych osób o wyrażeniu zgody na powołanie do składu komisji kwalifikacyjnej.
3. Komisje kwalifikacyjne powoływane są w jednostkach organizacyjnych mogących zapewnić właściwe przeprowadzenie postępowań kwalifikacyjnych.
4. W przypadkach stwierdzenia, że powołana komisja kwalifikacyjna niewłaściwie przeprowadza postępowanie kwalifikacyjne Szef Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej MON może wystąpić z wnioskiem o odwołanie komisji lub o dokonanie zmian w jej składzie.

#### § 3

1. Wojskowa Energetyczna Komisja Kwalifikacyjna przeprowadza egzamin na podstawie wniosku o sprawdzenie kwalifikacji (druk o symbolu MON-ZAOP-wige/2).
2. Na podstawie pozytywnego wyniku egzaminu zespół egzaminacyjny wydaje świadectwo kwalifikacyjne uprawniające do zajmowania się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci na stanowiskach pracy dozoru lub eksploatacji (druk o symbolu MON-ZAOP-wige/1).
3. Z przebiegu egzaminu sporządza się protokół (druk o symbolu MON-ZAOP-wige/4).
4. Wojskowa Energetyczna Komisja Kwalifikacyjna posługuje się pieczęciami wg wzoru stanowiącego załącznik nr 3 do zarządzenia.

#### § 4

1. Za przeprowadzenie egzaminu na stwierdzenie kwalifikacji pracownika wojska są pobierane od osób przystępujących do egzaminu opłaty egzaminacyjne w wysokości 15% najniższego wynagrodzenia za pracę pracowników, obowiązującego w dniu złożenia wniosku. Opłaty przyjmuje organ zaopatrzenia finansowego przy którym powołano komisję.
2. Wynagrodzenie za przeprowadzone egzaminy regulują odrębne przepisy.

#### § 5

W sprawach nie uregulowanych w niniejszym zarządzeniu stosuje się przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji (Dz. U. Nr 59, poz. 377).

#### § 6

Traci moc zarządzenie Ministra Obrony Narodowej Nr 91/MON z dnia 22 listopada 1989 r. w sprawie dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń i instalacji energetycznych w jednostkach organizacyjnych resortu obrony narodowej (Dz. Rozk. MON z 1989 r. poz. 90)

#### § 7

Zarządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia podpisania.

Minister Obrony Narodowej  
—/— Janusz ONYSZKIEWICZ

## WZÓR

ZATWIERDZAM  
D o w ó d c aZałącznik nr 1 do zarządzenia Nr 8/MON  
z dnia 4 marca 1999 r. (poz. 13).....  
(podpis , data)

## WYKAZ STANOWISK PRACY

osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci  
zatrudnionych (pełniących służbę) w .....

(nazwa jednostki)

Lp.	Nazwa stanowiska pracy	Stopień, imię i nazwisko	Rodzaj i zakres wymagań kwalifikacyjnych	Świadectwo kwalifikacyjne	
				Posiadane	Data ważności
1	2	3	4	5	6

Opracował

.....  
(miejscowość, data).....  
(stopień, imię i nazwisko)Załącznik nr 2 do zarządzenia Nr 8 /MON  
z dnia 4 marca 1999 r. (poz. 13)RODZAJ URZĄDZEŃ TECHNIKI WOJSKOWEJ LUB UZBROJENIA,  
PRZY KTÓRYCH EKSPLOATACJI WYMAGANE JEST POSIADANIE  
KWALIFIKACJI

1. Polowe sieci, urządzenia i instalacje energetyczne służące do przesyłania i dystrybucji paliw lub energii oraz elektroenergetyczne o napięciu do 1 kV.
2. Zespoły prądowców o napięciu powyżej 50 V i mocy od 1 kW.
3. Stacjonarne i polowe stacje akumulatorowe, urządzenia prostownicze i rozruchowe.
4. Przewoźne warsztaty naprawcze sprzętu wojskowego.
5. Sprzęt radiolokacyjny.
6. Sprzęt łącznościowy:
  - radiostacje i centrale telefoniczne węzłów łączności,
  - radiolinie,
  - sprzęt nasłuchowy i aparaturowe
7. Sprzęt ubezpieczenia lotów.
8. Siłownie, urządzenia, systemy i instalacje ogólnokrętowe:
  - okrętowe zespoły zasilania elektrycznego wraz z sieciami,
  - urządzenia elektryczne o napięciu do 1 kV,
  - okrętowe instalacje energetyczne (w tym zbiorniki sprężonego powietrza wraz ze sprężarkami i sieciami),
  - okrętowe kotły parowe wraz z instalacjami,
  - okrętowe urządzenia demagnetyzacyjne.
9. Sprzęt elektro-gazowy.
10. Kotły parowe i wodne powyżej 20 kW.
11. Kotły warzelne, urządzenia do wyparzania naczyń, urządzenia: wentylacyjne, klimatyzacyjne, chłodnicze.
12. Urządzenia łaźni polowych i pralni polowych.
13. Agregaty sterylizacyjne, wytwornice pary, stacje tlenowe i sprężonego powietrza.
14. Urządzenia polowe służby żywnościowej (kuchnie, piekarnie i kasyna).

UWAGA: jest to uszczegółowienie załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. – grupa 1, pkt 11 i grupa 2, pkt 11. Osoby zatrudnione przy eksploatacji tych urządzeń w wojsku są obowiązane posiadać świadectwo kwalifikacyjne.

## ZARZĄDZENIE NR 12/MON MINISTRA OBRONY NARODOWEJ

z dnia 29 marca 1999 r.

### w sprawie Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej.

(Dz. Rozk. MON z 1999 r. poz. 21)

Na podstawie art. 2 pkt. 10 i pkt 23 ustawy z 14 grudnia 1995 r. o urzędzie Ministra Obrony Narodowej (Dz. U. z 1996 r. Nr 10, poz. 56 i Nr 102, poz. 474 oraz z 1997 r. Nr 121, poz. 770 i Nr 141, poz. 944) oraz w związku z § 1 pkt 1 lit. f rozporządzenia Rady Ministrów z 9 lipca 1996 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Obrony Narodowej (Dz. U. Nr 94, poz. 426) i (2 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie zakresu stosowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne do jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej, Policji, Państwowej Straży Pożarnej, Straży Granicznej, jednostek wojskowych podległych Ministrowi Spraw Wewnętrznych i Administracji, jednostek organizacyjnych Urzędu Ochrony Państwa, jednostek organizacyjnych więziennictwa podległych Ministrowi Sprawiedliwości oraz organów właściwych w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią w tych jednostkach (Dz. U. Nr 60, poz. 385) zarządza się, co następuje:

#### § 1

1. Wojskowa Inspekcja Gospodarki Energetycznej jest organem właściwym w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią w resorcie obrony narodowej.
2. Bezpośrednią podległość Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej określają odrębne przepisy.

#### § 2

1. Do zakresu działania Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej należy:
  - 1) kontrolowanie parametrów jakościowo-ilościowych obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami i energią,
  - 2) reprezentowanie interesu resortu obrony narodowej w sprawach spornych rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie określonym w ustawie z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, Nr 158, poz. 1042 oraz z 1998 r. Nr 94, poz. 594 i Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126), zwanej dalej ustawą,
  - 3) opiniowanie planów rozwoju w zakresie zaspokojenia zapotrzebowania na paliwa i energię, sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla obszarów swojego działania, w odniesieniu do jednostek wojskowych,
  - 4) wnioskowanie do Prezesa URE o nałożenie kar pieniężnych, o których mowa w ustawie,
  - 5) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw,
  - 6) publikowanie w prasie wojskowej informacji służących zwiększaniu efektywności użytkowania paliw i energii,

- 7) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej w wojsku,
  - 8) współdziałanie z organami samorządowymi w opracowaniu i realizacji planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
2. Do zakresu działania Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej należy ponadto:
    - 1) wykonywanie kontroli prowadzenia prawidłowej gospodarki paliwami i energią w jednostkach organizacyjnych resortu Obrony Narodowej, oraz wydawanie zaleceń pokontrolnych,
    - 2) opiniowanie przedstawionych do uzgodnienia projektów norm, przepisów i innych opracowań w zakresie dotyczącym gospodarki paliwami i energią, obejmujących w szczególności dobór nośników, technologii lub instalacji i urządzeń mających wpływ na przewidywane zużycie paliw i energii,
    - 3) sprawdzanie wykonywania zaleceń pokontrolnych, a także przestrzegania warunków wydanych opinii,
    - 4) opiniowanie projektów programów, planów i innych dokumentów dotyczących racjonalizacji gospodarki energetycznej opracowywanych przez jednostki organizacyjne podległe Ministrowi Obrony Narodowej,
    - 5) doradztwo techniczne i ekonomiczne,
    - 6) działalność popularyzacyjna i informacyjna.

#### § 3

W skład Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej wchodzi:

- 1) Biuro oddziału centralnego Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej,
- 2) delegatury Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej.

#### § 4

1. Siedzibą Biura oddziału centralnego Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej jest Warszawa.
2. Siedzibami delegatur są miasta: Bydgoszcz, Kraków, Lublin, Wrocław.
3. Terytorialny zasięg działania oddziału centralnego i delegatur określa załącznik do zarządzenia.

#### § 5

1. Na czele Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej stoi Szef Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej, który jest przełożonym stanu osobowego oddziału centralnego i delegatur oraz kieruje całokształtem ich działania.
2. Do zakresu działania Szefa Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej należy w szczególności:

- 1) nadzór nad działalnością delegatur,
- 2) przedstawianie Ministrowi Obrony Narodowej propozycji powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w resorcie obrony narodowej,
- 3) wnioskowanie do właściwych organów w przedmiocie dostosowania do warunków jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej przepisów wydanych na podstawie ustawy – jeżeli wymaga tego interes wojska,
- 4) opiniowanie projektów przepisów oraz innych aktów prawnych dotyczących stosowania przepisów ustawy,
- 5) opiniowanie projektów programów, planów i innych dokumentów dotyczących racjonalizacji gospodarki energetycznej opracowanych przez jednostki organizacyjne podległe Ministrowi Obrony Narodowej,
- 6) opracowywanie okresowych informacji, analiz i wniosków dotyczących racjonalnego i oszczędnego użytkowania paliw i energii,
- 7) występowanie do właściwych przełożonych (dowódców, dyrektorów, szefów) o wymierzenie kar dyscyplinarnych żołnierzom w czynnej służbie wojskowej, którzy dopuszczają się naruszeń, o których mowa w art. 56 ustawy,
- 8) występowanie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wymierzanie kar pieniężnych osobom zatrudnionym w resorcie obrony narodowej dopuszczających się naruszeń, o których mowa w art. 56 ustawy,
- 9) rozpatrywanie odwołań od decyzji, zaleceń pokontrolnych i wniosków o nałożenie kar wydanych przez szefów delegatur,
- 10) prowadzenie działalności informacyjnej w zakresie dotyczącym zasad racjonalnej gospodarki paliwami i energią w wojsku.

#### § 6

Do zakresu działania szefów delegatur – stosownie do ich zasięgu terytorialnego – należy w szczególności:

- 1) wykonywanie kontroli prawidłowego prowadzenia gospodarki paliwami i energią w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej,
- 2) kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami i energią,
- 3) kontrolowanie posiadania wymagań kwalifikacyjnych przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych stosownie do przepisów ustawy,
- 4) występowanie do dowódców kontrolowanych jednostek z wnioskami o okresowe lub trwałe wycofanie z eksploatacji określonych urządzeń i instalacji energetycznych w celu zapobieżenia:
  - nieuzasadnionemu zużyciu paliw i energii,
  - zagrożeniom awarii lub pożaru,
  - innym zagrożeniom bezpieczeństwa obsługi lub otoczenia,
- 5) występowanie do właściwych przełożonych o ukaranie winnych naruszeń, o których mowa w art. 56 ustawy,
- 6) opiniowanie projektów programów, planów i innych dokumentów dotyczących racjonalizacji gospodarki

- energetycznej opracowanych przez jednostki podległe Ministrowi Obrony Narodowej,
- 7) współdziałanie z właściwymi terytorialnie gminami w opracowywaniu i realizacji planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jednostek wojskowych,
- 8) prowadzenie doradztwa technicznego i ekonomicznego oraz popularyzacji zasad racjonalnego i oszczędnego gospodarowania paliwami i energią,
- 9) wykonywanie oceny energetycznej obiektów wojskowych,
- 10) współpraca z właściwymi terytorialnie oddziałami Urzędu Regulacji Energetyki.

#### § 7

1. Inspektorzy Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej kontrolują przestrzeganie zasad prawidłowej gospodarki paliwami i energią na podstawie imiennych upoważnień Sekretarza Stanu I Zastępcy Ministra Obrony Narodowej zgodnie z planem kontroli.
2. Wykonujący kontrole są uprawnieni do:
  - 1) wstępu o każdej porze na teren i do obiektów jednostki kontrolowanej z zachowaniem wymagań wynikających z przepisów o ochronie tajemnicy w Siłach Zbrojnych RP,
  - 2) dostępu do urządzeń i instalacji energetycznych,
  - 3) żądania od kontrolowanej jednostki przedstawienia dokumentów i informacji niezbędnych do dokonania oceny gospodarki energetycznej,
  - 4) przeprowadzania prób, pomiarów i innych czynności potrzebnych do ustalenia danych dotyczących gospodarki paliwami i energią w kontrolowanej jednostce.

#### § 8

Dowódcy (szefowie, komendanci, dyrektorzy) jednostek i inne osoby funkcyjne w związku z przeprowadzaną kontrolą są zobowiązani:

- 1) zapewnić warunki i środki niezbędne inspektorom do sprawnego wykonania kontroli oraz wskazać osoby odpowiedzialne za gospodarkę energetyczną,
- 2) udzielać inspektorom niezbędnych informacji do wykonywania czynności kontrolnych, w tym również niejawnych, z zachowaniem zasad wynikających z przepisów o ochronie informacji niejawnych w Siłach Zbrojnych RP.

#### § 9

1. Wykonujący kontrolę sporządza protokół z podaniem przepisów, które zostały naruszone i zaleceń pokontrolnych. Protokół winien zawierać opis stanu faktycznego stwierdzonego w czasie kontroli ze wskazaniem osób odpowiedzialnych za istniejący stan.
2. Jeżeli po sporządzeniu protokołu, a przed jego podpisaniem zgłoszone zostały umotywowane zastrzeżenia co do konkretnych faktów ustalonych w protokole, kontrolujący powinien dodatkowo zbadać te fakty i uwzględnić w protokole.
3. Protokół podpisują: osoba kontrolująca i dowódca jednostki kontrolowanej. Odmowa podpisania protokołu nie stanowi przeszkody do prowadzenia czynności pokontrolnych.



**§ 10**

1. Dowódca (szef, komendant, dyrektor) jednostki kontrolowanej w terminie 14 dni od dnia otrzymania zaleceń pokontrolnych może odwołać się do Szefa Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej za pośrednictwem szefa delegatury od wyznaczonego terminu lub określonego zakresu wykonania zaleceń.
2. Jednostka kontrolowana w wyznaczonym terminie składa meldunek na piśmie do szefa delegatury o stanie wykonania zaleceń pokontrolnych.
3. Szef delegatury może zarządzić sprawdzenie zgodności meldunku ze stanem faktycznym realizacji zaleceń pokontrolnych.

**§ 11**

1. W razie ujawnienia w toku kontroli rażącego uchybienia w dziedzinie gospodarki paliwami i energią kontrolujący występuje do dowódcy (szefa, komendanta, dyrektora) jednostki kontrolowanej z wnioskiem o wydanie poleceń natychmiastowego usunięcia stwierdzonych uchybień mających na celu zapobieżenie nieuzasadnionemu zużyciu paliw i energii lub zagrożeniu bezpieczeństwa osób.
2. Szef Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej lub szefowie delegatur mogą nakazać właściwym dowódcom okresowe lub trwale wycofanie z eksploatacji w określonym terminie urządzeń i instalacji energetycznych przekraczających uzasadniony technicznie i ekonomicznie poziom zużycia, powodujący straty paliw i energii lub zagrażający bezpieczeństwu obsługi.

**§ 12**

1. W celu uzyskania określonych informacji z dziedziny gospodarki energetycznej lub sprawdzenia realizacji zaleceń pokontrolnych wydanych na podstawie przepisów ustawy, może być stosowane uproszczone postępowanie kontrolne.
2. Z uproszczonego postępowania, o którym mowa w ust. 1 sporządza się notatkę służbową.

**§ 13**

W sprawach dotyczących regulacji gospodarki paliwami i energią w odniesieniu do jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej nie uregulowanych przepisami niniejszego zarządzenia stosuje się przepisy wydane na podstawie ustawy.

**§ 14**

Traci moc Zarządzenie Ministra Obrony Narodowej Nr 62/MON z dnia 7 września 1989 r. w sprawie Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej (Dz. Rozk. MON poz. 62) i Zarządzenie Ministra Obrony Narodowej Nr 30/MON z dnia 22 lipca 1993 r. zmieniające zarządzenie w sprawie Wojskowej Inspekcji Gospodarki Energetycznej (Dz. Rozk. MON poz. 38).

**§ 15**

Zarządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia podpisania.

Minister Obrony Narodowej  
/—/ **Janusz ONYSZKIEWICZ**

Załącznik do zarządzenia Nr 12/MON  
z dnia 29 marca 1999 r. (poz. 21)

## TERYTORYALNY ZASIĘG DZIAŁANIA ODDZIAŁU CENTRALNEGO I DELEGATUR WOJSKOWEJ INSPEKCJI GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ

1. Oddział centralny obejmuje garnizon stołeczny.
2. Delegatura w Bydgoszczy obejmuje województwa:
  - kujawsko-pomorskie,
  - pomorskie,
  - zachodniopomorskie,
  - warmińsko-mazurskie.
3. Delegatura w Krakowie obejmuje województwa:
  - łódzkie,
  - małopolskie,
  - podkarpackie,
  - śląskie,
  - świętokrzyskie.
4. Delegatura w Lublinie obejmuje województwa:
  - lubelskie,
  - mazowieckie,
  - podlaskie.
5. Delegatura we Wrocławiu obejmuje województwa:
  - dolnośląskie,
  - lubuskie,
  - opolskie,
  - wielkopolskie.

**WOJSKOWE ENERGETYCZNE KOMISJE KWALIFIKACYJNE**  
(powołane Decyzją Nr 92/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 31 maja 1999 r.)

Lp	Nr	Siedziba komisji	Adres komisji	MG zał. nr 1	MG zał. nr 1
1	11	przy Logistyce Pomorskiego Okręgu Wojskowego	85-915 Bydgoszcz ul. Dwernickiego 1	Gr.1 pkt 1 ÷ 4, 10. Gr. 2 pkt 1, 2, 4 ÷ 7, 10	Pkt 1 ÷ 7, 9, 10 ÷ 14.
2	12	przy Logistyce Śląskiego Okręgu Wojskowego	50-984 Wrocław 27 ul. Pretficza 28	Gr.1 pkt 1 ÷ 4, 10. Gr.2 pkt 1, 2, 4 ÷ 7, 10	Pkt 1 ÷ 7, 9, 11, 12, 14.
3	13	przy Komendzie Rejonu Logistycznego – Kraków	30-901 Kraków ul. Rakowicka 29	Gr.1 pkt 1 ÷ 4, 10. Gr.2 pkt 1, 2, 4 ÷ 7, 10	Pkt 1 ÷ 7, 9, 10 ÷ 14.
4	14	przy Komendzie Rejonu Logistycznego – Warszawa	01-783 Warszawa 86	Gr.1 pkt 1 ÷ 4, 10. Gr.2 pkt 1, 2, 4 ÷ 7, 10	Pkt 1 ÷ 7, 9, 10 ÷ 14.
5	15	przy Wojskowym Instytucie Techniki Inżynierskiej	50-961 Wrocław 43 ul. Obornicka 108		Pkt 1 ÷ 6, 10 ÷ 14.
6	21	przy 2 Korpusie Obrony Powietrznej w Bydgoszczy	Bydgoszcz ul. Szubińska 105		Pkt 1 ÷ 7, 9, 13 ÷ 14.
7	22	przy 3 Korpusie Obrony Powietrznej we Wrocławiu	50-961 Wrocław ul. Obornicka 98		Pkt 1 ÷ 7, 9, 13 ÷ 14.
8	23	przy Centrum Szkolenia Radioelektronicznego w Jeleniej Górze	58-503 Jelenia Góra ul. Podchorążych 1-15		Pkt 1 ÷ 7.
9	24	przy Centrum Szkolenia Radioelektronicznego w Jeleniej Górze	58-503 Jelenia Góra ul. Podchorążych 1-15		Pkt 1 ÷ 7.
10	25	przy Centrum Szkolenia Inżyniersko Lotniczego w Oleśnicy	56-408 Oleśnica ul. Wileńska 14		Pkt 1 ÷ 7, 9, 13.
11	26	przy 9 Ośrodku Szkolenia Spec. Łączności w Mrągowie JW 5563	11-700 Mrągowo ul. Wojska Polskiego 6	Gr.1 pkt 1 ÷ 4, 10. Gr.2 pkt 1, 2, 4 ÷ 7, 10	Pkt 1 ÷ 4, 6.
12	31	przy Logistyce Dowództwa Marynarki Wojennej w Gdyni	81-912 Gdynia ul. Pułaskiego 7		Pkt 1, 2, 8.
13	32	przy 8 Flotylli Obrony Wybrzeża w Świnoujściu	72-600 Świnoujście ul. Boh. Września 31		Pkt 1, 2, 8.
14	33	przy Dowództwie Brygady Lotnictwa Marynarki Wojennej w Gdyni	81-197 Gdynia 17		Pkt 1 ÷ 7, 9 ÷ 12, 14.
15	34	przy Szefostwie Zaopatrzenia i Infrastruktury Logistyki Marynarki Wojennej	81-912 Gdynia ul. Skwer Kościuszki 8	Gr.1 pkt 1 ÷ 4, 10. Gr.2 pkt 1, 2, 4 ÷ 7, 10	Pkt 1 ÷ 3, 10 ÷ 14.
16	35	przy Akademii Marynarki Wojennej w Gdyni	81-919 Gdynia Oksywie		Pkt 2 ÷ 6, 8, 9, 13.

**MG zał. nr 1** ⇒ załącznik nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji (Dz. U. Nr 59, poz. 377);

**MON zał. nr 2** ⇒ załącznik nr 2 do zarządzenia Nr 8/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 4 marca 1999 r. w sprawie powoływania komisji kwalifikacyjnych w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej (Dz. Rozk. MON z 1999 r., poz. 13).

# KOSZTY UZASADNIONE I RÓWNOWAŻENIE INTERESÓW

dr Mirosław Duda

**Prawo, nawet to najlepsze, nie może ująć w swoich ramach wszystkich przejawów życia. W procesie regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych zawsze pozostanie duża sfera zagadnień, nie objętych literalnym przepisem, gdzie powinny mieć zastosowanie intencje ustawodawcy wyrażone w przepisach ogólnych oraz zwyczajny rozsądek i logika. Literalna wykładnia prawa może często prowadzić do niesłuszných rozstrzygnięć lub zgoła do ich karykatury, czego przykładem może być „strajk włoski”. W prawie energetycznym dość często zachodzi konieczność dokonywania wykładni systemowej, zwłaszcza przepisów, które nie są precyzyjnie zapisane lub stosują pojęcia nie w pełni określone. Do nich można zaliczyć „uzasadnione koszty działalności przedsiębiorstw”, „równoważenie interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii”, „koszty modernizacji i rozwoju”, „koszty uniknięte”, „koszty inwestycji po stronie popytu”, i ostatnio wprowadzone pojęcie „kosztów osieroconych”, które jest niezwykle ważne w procesie wdrażania rynków konkurencyjnych w sieciowych systemach energetycznych. Poniższy artykuł jest pierwszym z serii publikacji, przedstawiających propozycje praktyki regulacyjnej w tym zakresie.**

## **Uzasadnione koszty działalności i równoważenie interesów przedsiębiorstw i konsumentów**

W procesie ustalania i zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła oraz cen węgla brunatnego kluczowymi są przepisy artykułu 45 ustawy – Prawo energetyczne. W ust. 1 tego artykułu ustawodawca wymaga, aby taryfy z jednej strony zapewniały pokrycie uzasadnionych kosztów działalności w zakresie wytworzenia, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami i energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, a z drugiej strony, aby zapewniały ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Powyższe dwa kryteria powinny służyć przedsiębiorstwom energetycznym w procesie opracowania taryf i cen węgla brunatnego oraz regulatorowi w procesie ich zatwierdzania. Ich interpretacja ma zasadnicze znaczenie zarówno dla przedsiębiorstw, jak i dla odbiorców paliw i energii. Oddziaływanie tych kryteriów jest wzajemnie przeciwstawne, gdyż prowadzi do budowania taryf odpowiadających pełnym uzasadnionym kosztom działalności przedsiębiorstw a jednocześnie do ograniczenia tempa wzrostu cen i stawek opłat do poziomu akceptowalnego społecznie.

W Polsce, znajdującej się w okresie rynkowej transformacji gospodarki, interpretacja kosztów uzasadnionych ma ogromną wagę, gdyż dotychczasowy poziom cen energii elektrycznej i paliw gazowych, zwłaszcza dla odbiorców bytowo-komunalnych, jest poniżej poziomu ekonomicznego, a jednocześnie udział kosztów zaopatrzenia gospodarstw domowych w te nośniki jest znacznie wyższy niż w krajach europejskich. Z tego względu szczególne znaczenie ma ustawy obowiązek regulatora równoważenia w procesie regulacji taryf interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców.

Owa zasada równoważenia interesów została skonsumentowana w rozporządzeniach taryfowych dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych, w których minister gospodarki w porozumieniu z ministrem finansów ograniczyli tempo wzrostu tzw. cen wskaźnikowych (średnich cen wykonywania poszczególnych działalności koncesjonowanych) w pierwszym roku obowiązywania taryf ustalanych przez przedsiębiorstwa i zatwierdzanych przez regulatora. Na te ograniczenia miały wpływ również kryteria makroekonomiczne, przede wszystkim ograniczenie tzw. impulsu inflacyjnego w gospodarce przez zbyt wysoki wzrost cen paliw i energii. W elektroenergetyce zastosowane ograniczenia poskutkowały koniecznością zawarcia porozumienia pomiędzy przedstawicielami przedsiębiorstw wytwórczych, dystrybucyjnych i PSE w celu rozłożenia na poszczególne podsektory skutków ograniczenia tempa wzrostu cen dla odbiorców finalnych oraz również skutków kontraktów długoterminowych, zawartych pomiędzy PSE a wytwórcami.

W taryfach ustalanych na drugi rok i dalsze lata okresu obowiązywania taryf przepisy rozporządzeń taryfowych nie zawierają już ograniczeń tempa wzrostu cen wskaźnikowych i regulator będzie zmuszony do stosowania wprost zasady równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców w ocenie zasadności kosztów będących podstawą ustalania taryf. W pierwszej fazie tego procesu istotna jest ocena zasadności kosztów działalności przedsiębiorstwa na podstawie, po pierwsze, analiz ich zgodności z przepisami, zwłaszcza art. 45 ust. 1 i art. 47 ust. 1, nakazującymi budowanie taryf w oparciu tylko o koszty działalności koncesjonowanych, co oznacza zakaz uwzględniania w taryfach kosztów działalności nie związanych z działalnością koncesjonowaną i, po drugie, na podstawie analiz porównawczych kosztów tych działalności w innych przedsiębiorstwach o podobnym charakterze i warunkach funkcjonowania.

W następnej fazie regulator, stosując zasadę równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców, musi ocenić zasadność kosztów z punktu widzenia społecznej akceptowalności ich poziomu, co praktycznie oznacza ocenę dopuszczalnego poziomu wzrostu cen wskaźnikowych oraz dopuszczalne tempo wzrostu cen i stawek opłat dla odbiorców bytowo-komunalnych, gdyż jest to podstawowe kryterium społecznej akceptowalności cen energii.

Powyższe kryteria powinny być brane pod uwagę przez przedsiębiorstwa zanim złożą wniosek o zatwierdzenie taryfy. Zmniejszą w ten sposób prawdopodobieństwo nie zatwierdzenia taryfy przez regulatora.

Zgodnie z przepisami rozporządzeń taryfowych liczbowym wyrazem zastosowania kryteriów zasadności kosztów są proponowane przez przedsiębiorstwa energetyczne i zatwierdzone przez regulatora wartości współczynnika korekcyjnego  $X$  w formule pułapu cenowego  $RPI - X$  na kolejne lata okresu obowiązywania nowej taryfy. Formuła określa dopuszczalne tempo wzrostu cen wskaźnikowych. Stosownie do definicji zawartej w rozporządzeniach taryfowych współczynnik  $X$  musi zawierać dodatnią składową efektywnościową, wskazującą zakres zmniejszenia inflacyjnego wzrostu ceny wskaźnikowej, oraz składową – dodatnią lub ujemną – uwzględniającą wpływ czynników zewnętrznych na konieczność realnej zmiany ceny wskaźnikowej (po odjęciu wskaźnika RPI) przy tej samej efektywności działalności koncesjonowanej. Do czynników zewnętrznych można zaliczyć np. zmianę cen paliwa w tempie różnym od tempa inflacji, realną zmianę kosztów amortyzacji w wyniku zakończonych inwestycji, zwłaszcza ekologicznych, oraz ewentualną kompensatę strat finansowych działalności koncesjonowanej w wyniku ograniczeń tempa wzrostu cen w poprzednim okresie obowiązywania taryfy. W celu uwiarygodnienia danych przyjmowanych do określania współczynnika  $X$  przedsiębiorstwo powinno posiadać plan rozwoju uzgodniony przez regulatora.

Na podstawie wstępnie określonego współczynnika  $X$ , wykonanej ceny wskaźnikowej oraz wskaźnika wzrostu cen i usług konsumpcyjnych RPI za poprzedni rok obowiązywania taryfy, przedsiębiorstwa określają ceny wskaźnikowe na dany rok obowiązywania nowej taryfy, a następnie ceny energii i stawki opłat dla wszystkich grup taryfowych – mając na uwadze konieczność zmniejszania subsydiowania skrośnego pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców. Krytycznym z punktu widzenia społecznego jest przyrost cen i stawek opłat dla grupy odbiorców bytowo-komunalnych.

Proponowany wzrost cen wskaźnikowych powinien wynikać z uzasadnionych kosztów działalności a następnie powinien być porównywany z tempem wzrostu gospodarczego kraju wyrażonym przyrostem Produktu Krajowego Brutto. W pierwszym przybliżeniu można zastosować kryterium, aby realne tempo wzrostu cen wskaźnikowych na dany rok nie przekraczało przewidywanego poziomu realnego wzrostu PKB.

W stosunku do wzrostu cen i stawek opłat dla odbiorców bytowo-komunalnych można zastosować przewidywany realny wzrost zasobności rodzin, mierzony np. realnym wzrostem średniego dochodu na statystyczną rodzinę. Można również i w tym przypadku stosować PKB – w zależności od wzajemnej relacji wzrostu dochodów rodzin i PKB. Ze względu na konieczność stopniowego likwidowania subsydiowania tej grupy odbiorców przez odbiorców przemysłowych należy przewidywać wyższe wzrosty cen i stawek opłat dla odbiorców bytowo-komunalnych.

Wyodrębnienie we współczynniku korekcyjnym  $X$  składowej efektywnościowej i składowej czynników zewnętrznych pozwoli na bardziej przejrzyste stosowanie zasady równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców. Wydaje się, że w tym procesie należy wszystkie zagadnienia rozpatrywać w perspektywie długoterminowej, dopuszczając pewne krótkoterminowe rozwiązania ze względów bezpieczeństwa rynkowych reform energetyki. Chodzi głównie o to, aby w procesie równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców uwzględniać bieżącą sytuację poszczególnych przedsiębiorstw, która może uzasadniać krótkoterminowo wyższe tempo wzrostu cen i stawek opłat. Jednocześnie ochrona interesów odbiorców może spowodować, że niektóre przedsiębiorstwa będą zmuszone krótkoterminowo do działalności wykazującej straty. Gwarancją poprawności całego procesu regulacji będzie akceptacja i jednakowe rozumienie kryteriów oceny zasadności kosztów przez przedsiębiorstwa i regulatora a także przez przedstawicieli organizacji zajmujących się ochroną konsumentów.



*Autor jest doradcą Prezesa URE*

# ORZECZNICTWO SĄDU ANTYMONOPOLOWEGO W SPRAWACH REGULACJI ENERGETYKI W 1999 R.

Robert Samoraj

W roku 1999 zapadły pierwsze rozstrzygnięcia Sądu Antymonopolowego w sprawach odwołań od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Ogółem Sąd Antymonopolowy wydał 36 rozstrzygnięć, w tym 15 wyroków i 21 postanowień kończących sprawę w instancji:

- w 7 przypadkach Sąd oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE,
- w 12 – odrzucił odwołania,
- w 9 – umorzył postępowanie ze względu na cofnięcie odwołania,
- w 4 – uchylił decyzje Prezesa URE,
- w 4 – zmienił decyzje w całości lub w części.

Zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne do kompetencji Prezesa URE należy w szczególności:

- udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami i energią,
- zatwierdzanie lub odmowa zatwierdzenia taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła,
- rozstrzyganie sporów pomiędzy podmiotami prowadzącymi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła za pomocą sieci, a podmiotami przyłączonymi lub ubiegającymi się o przyłączenie do tej sieci, przy czym spory te mogą dotyczyć odmowy przyłączenia, odmowy zawarcia umowy sprzedaży paliw lub energii, nieuzasadnionego – zdaniem odbiorcy – wstrzymania dostaw oraz ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych.

Wymienione rodzaje spraw są na zasadzie art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 104 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego załatwiane przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnych.

Najlichniesza grupa odwołań od decyzji Prezesa URE dotyczyła taryf dla ciepła i energii elektrycznej oraz spraw spornych odpowiednio z zakresu: warunków umów o przyłączenie do sieci oraz wstrzymania dostaw energii elektrycznej najczęściej w następstwie stwierdzenia jej nielegalnego poboru.

Już w pierwszym wyroku z zakresu spraw należących do kompetencji Prezesa URE z dnia 7 kwietnia 1999 r., sygn. akt XVII Ama 85/98/E, Sąd Antymonopolowy rozstrzygając w następstwie odwołania od decyzji Prezesa URE spór o przyłączenie odbiorcy do sieci sformułował dwie bardzo istotne tezy:

1) na przedsiębiorstwie energetycznym (sieciowym) spoczywa publicznoprawny obowiązek zaspokojenia nie tylko obecnego ale i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, co Sąd wywodzi m. in. z treści art. 4 ust. 1 i art. 16 ust. 1 i 3 ustawy – Prawo energetyczne, toteż nieuprawnione jest stanowisko zajęte przez Prezesa URE w zaskarżonej decyzji, że obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci może wchodzić w grę jedynie w kontekście sieci już istniejącej, z pominięciem sieci nowo projektowanej,

2) w braku zgody jednej ze stron na zawarcie umowy o przyłączenie druga strona może żądać w trybie postępowania administracyjnego, aby treść umowy z przedsiębiorstwem energetycznym została ustalona przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej, tak więc decyzja Prezesa URE, o której mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, powinna zasadniczo orzec zawarcie między stronami odpowiedniej umowy, po uprzednim ustaleniu jej treści.

Ta teza jest konsekwentnie prezentowana w orzecznictwie Sądu Antymonopolowego, również w odniesieniu do kształtowania umów sprzedaży energii i ciepła oraz umów o świadczenie usług przesyłowych, a także umów sprzedaży realizowanych w wykonaniu obowiązku zakupu energii ze źródeł niekonwencjonalnych, nałożonego przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lutego 1999 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 13, poz. 119).

Tu należy podkreślić, że w wyroku z dnia 26 maja 1999 r., sygn. akt Ame 2/99 dotyczącym właśnie ustalenia treści umowy sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w źródle niekonwencjonalnym Sąd Antymonopolowy wyraził pogląd, że roszczenie o zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej z przedsiębiorstwem sieciowym przysługuje jedynie odbiorcy, chyba że prawodawca nałoży na przedsiębiorstwo obrotu obowiązek zakupu energii i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych. Wówczas to roszczenie przysługuje także wytwórcy i może być zrealizowane w trybie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Stosunkowo liczną grupę odwołań stanowiły odwołania odbiorców ciepła i energii elektrycznej, zarówno instytucjonalnych jak i indywidualnych, od decyzji Prezesa URE zatwierdzających taryfy dla ciepła i energii. Sąd w tych sprawach odrzucał odwołania jako niedopuszczalne, powolu-

jąc się na okoliczność, iż odbiorcy ci nie mają przymiotu strony w postępowaniu administracyjnym przed Prezesem URE, a w konsekwencji nie mają legitymacji procesowej do złożenia odwołania od decyzji Prezesa URE w sprawie zatwierdzenia taryfy.

Ta linia orzecznictwa Sądu Antymonopolowego została zaakceptowana przez Sąd Najwyższy.

W postanowieniu z dnia 22 listopada 1999 r., sygn. akt I C KN 879/99, oddalającym kasację jednego z odbiorców energii elektrycznej od postanowienia Sądu Antymonopolowego odrzucającego odwołanie tego odbiorcy od decyzji Prezesa URE w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, Sąd Najwyższy wyraził pogląd, że odbiorca energii elektrycznej nie ma legitymacji procesowej do wniesienia odwołania do Sądu Antymonopolowego, co jest konsekwencją braku przymiotu strony w postępowaniu administracyjnym przed Prezesem URE w sprawie zatwierdzenia taryfy. Sąd Najwyższy wyszedł z założenia, że pojęcie „strony” w postępowaniu administracyjnym i związana z tym ochrona procesowa zostały oparte na kategorii interesu prawnego. Kategoria interesu prawnego należy do prawa materialnego. W przepisach prawa materialnego musi znajdować się norma (może to być zarówno norma uprawniająca jak i zobowiązująca), przewidująca w określonym stanie faktycznym i w odniesieniu do określonego podmiotu możliwość wydania decyzji administracyjnej, a tym samym konkretyzację jego uprawnienia lub obowiązku. W odniesieniu do decyzji wydawanych na podstawie art. 47 ustawy – Prawo energetyczne taka konkretyzacja dotyczy jedynie przedsiębiorstwa energetycznego, które przedstawia Prezesowi URE taryfę do zatwierdzenia.

Odbiorcy energii mają natomiast wyłącznie interes faktyczny (i do niego w istocie odwołują się), aby ceny i stawki opłat zawarte w taryfie zostały ustalone na możliwie najniższym poziomie. To nie wystarcza do uzyskania przymiotu strony w postępowaniu administracyjnym.

W wyroku z dnia 26 maja 1999 r., sygn. akt XVII Ame 3/99, Sąd Antymonopolowy uznał racje przedsiębiorstwa gazowniczego odmawiającego zawarcia umowy sprzedaży gazu z odbiorcą, który nie uiścił należności z tytułu nielegalnego poboru gazu. Sąd wyraził pogląd, że w przypadku nielegalnego pobierania paliwa gazowego przedsiębiorstwo energetyczne ma uzasadnione powody do traktowania sprawcy tego czynu jako partnera niewiarygodnego, nie respektującego przynajmniej zasady ekwiwalentności wzajemnych świadczeń w rozumieniu art. 487 § 2 Kc, a tym samym może powstrzymać się od obowiązku zawarcia umowy sprzedaży gazu do czasu uregulowania przez przyłączonego odbiorcę odpowiednich należności z tytułu nielegalnego poboru gazu.

Reprezentatywną grupę orzeczeń stanowią wyroki Sądu Antymonopolowego zmieniające decyzje Prezesa URE o odmowie zatwierdzenia taryf i równocześnie orzekające zatwierdzenie tych taryf. W wyroku z dnia 18 sierpnia 1999 r., sygn. akt XVII Ame 22/99, Sąd orzekł, że podwyżka cen ciepła, nawet znacznie przewyższająca dopuszczalny 15 % wzrost, określony w § 54 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 października 1998 r. w sprawie szcze-

gólowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz.U. Nr 132, poz. 867 i z 1999 r. Nr 30, poz. 291) jest zgodna z prawem, jeżeli pokrywa przedsiębiorstwu energetycznemu jedynie rzeczywiście ponoszone koszty, przy założeniu należytej staranności. Sąd dalej wywodził, że w warunkach gospodarki rynkowej organ administracyjny (Prezes URE) za pośrednictwem decyzji administracyjnej o odmowie zatwierdzenia taryfy dla ciepła nie może wymuszać na przedsiębiorcy, aby ten prowadził działalność gospodarczą ze stratą, tym bardziej, gdy wspomniany organ nie zapewnia środków dla pokrycia wynikłej stąd szkody.

W powyższym zachowaniu można także dopatrywać się naruszenia konstytucyjnej zasady wolności gospodarczej (art. 22 Konstytucji RP), gdyż stawia się przedsiębiorcę w obliczu konieczności zaniechania działalności gospodarczej.

Analiza orzecznictwa Sądu Antymonopolowego w omawianej grupie spraw prowadzi do wniosku, że podstawowe znaczenie dla treści rozstrzygnięcia ma przepis art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, w myśl którego taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła powinny zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych. Natomiast drugi warunek, który powinny spełniać te taryfy (określony w art. 45 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne) polegający na zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen jest funkcją tego pierwszego. Innymi słowy, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nawet znacznie podnosi ceny i stawki opłat zawarte w taryfach a Prezes URE nie jest w stanie wykazać, że nie są one oparte wyłącznie na kosztach uzasadnionych, to należy je zatwierdzić i wprowadzić do stosowania i nie narusza to równocześnie interesów odbiorców.

Jednakże oparcie się Sądu na kategorii kosztów uzasadnionych jako decydującego kryterium oceny poprawności decyzji Prezesa URE, doprowadziło do kontrowersyjnego wyroku z dnia 22 grudnia 1999 r., sygn. akt XVII Ame 47/99, w którym Sąd zmienił decyzję odmawiającą zatwierdzenia zmiany w taryfie i zatwierdził zmianę taryfy dla energii elektrycznej w zakresie dotyczącym cen stosowanych wobec jednej z grup odbiorców. Sąd przyjął, że skoro po zatwierdzeniu taryfy nastąpiły w okresie jej obowiązywania niekorzystne dla przedsiębiorstwa dystrybucyjnego zmiany cen zakupu energii od wytwórcy, to ma ono prawo zmienić taryfę w celu niezwłocznego uzyskania stosownej kompensaty od odbiorcy.

Sąd w tym wyroku nie wziął pod uwagę mechanizmu ustalania cen i stawek opłat taryfowych określonego w § 34 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz.U. Nr 153, poz. 1002), przewidującym że uzasadnione koszty prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną dla poszczególnych grup odbior-

ców (z wyjątkiem planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju) ustala się w układzie historycznym, tj. na podstawie kosztów poniesionych w poprzednim roku obrotowym.

Innym kontrowersyjnym orzeczeniem Sądu był wyrok z dnia 20 września 1999 r., sygn. akt XVII Ame 34/99, uchylający decyzję o odmowie zatwierdzenia taryfy dla ciepła ze względu na przekroczenie przez Prezesa URE 30 – dniowego terminu do wydania decyzji, określonego w art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, który to termin Sąd zinterpretował jako termin prawa materialnego i w konsekwencji uznał, że przekroczenie tego terminu skutkuje przedawnieniem orzekania. Wyrok ten został szczegółowo omówiony w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki Nr 6 z 1999 r.

Godzi się jednak podkreślić, że późniejszym orzeczeniem w podobnej sprawie z dnia 29 grudnia 1999 r., sygn. akt XVII Ame 38/99, Sąd Antymonopolowy w innym składzie nie podzielił poglądu o materialnoprawnym charakterze terminu do wydania przez Prezesa URE decyzji o zatwierdzeniu lub odmowie zatwierdzenia taryfy, uznając go za termin instrukcyjny, którego naruszenie nie wywołuje skutku w zakresie ważności decyzji administracyjnej.

Kilkakrotnie też w roku 1999 przedsiębiorstwa energetyczne występowały do Prezesa URE na podstawie art. 49 o zwolnienie z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia. W tym zakresie reprezentatywny jest wyrok Sądu Antymonopolowego z dnia 13 października 1999 r., sygn. akt XVII Ame 35/99, w którym Sąd wyraził pogląd, że definicja „konkurenta” w rozumieniu art. 2 pkt 8 ustawy z dnia 24 lutego 1990 r. o przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym i ochronie interesów konsumentów (Dz. U. z 1999 r. Nr 52, poz. 547) i „rynku konkurencyjnego”, o którym mowa w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, odnosi się do rywalizacji zachodzącej na rynku w trakcie prowadzonej działalności gospodarczej, nie zaś do rywalizacji o dopuszczenie do danego rynku. Dlatego wygranie przetargu na dzierżawę kotłowni nie świadczy jeszcze o funkcjonowaniu na rynku konkurencyjnym. Rynek konkurencyjny funkcjonuje wówczas, gdy istniejące między przedsiębiorstwami energetycznymi relacje konkurencyjne cechuje względna trwałość, a ponadto przedsiębiorcy dysponują zbliżonym potencjałem ekonomicznym i porównywalnymi udziałami w rynku oraz dysponują techniczno-organizacyjnymi i ekonomicznymi możliwościami zwiększenia swej aktywności kosztem konkurentów, co zmusza ich do rywalizacji o klienta.

Nie można natomiast mówić o rynku konkurencyjnym w sytuacji funkcjonowania na rynku przedsiębiorstwa o po-

zycji dominującej, w rozumieniu art. 2 pkt 7 ustawy antymonopolowej, przy czym domniemywa się, że przedsiębiorca posiada taką pozycję, jeżeli jego udział w rynku przekracza 40%. Zwolnienie dominującego przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne mogłoby grozić postępującym eliminowaniem jego konkurentów i tym samym powodować monopolizację rynku, co zagrażałoby długofalowym interesom odbiorców.

W orzecznictwie Sądu Antymonopolowego roku 1999, nie pojawiły się jeszcze sprawy z zakresu nakładania przez Prezesa URE kar pieniężnych oraz z zakresu uzgadniania planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Również sprawy z zakresu wydawania koncesji nie były przedmiotem merytorycznego rozpoznania przez Sąd, ponieważ skarżący wycofywali odwołania, co skutkowało umorzeniem postępowań.

W jednym wypadku postanowienie z dnia 12 maja 1999 r., sygn. akt XVII Ame 19/99) Sąd odrzucił odwołanie od decyzji umarzającej postępowanie wszczęte z urzędu na podstawie art. 67 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie udzielenia koncesji przedsiębiorstwu nie zainteresowanemu dalszym prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie energetyki. Sąd oparł się w tym orzeczeniu na analogicznej zasadzie, jak w orzeczeniach odrzucających odwołania odbiorców energii i paliw od decyzji w sprawach taryf. W szczególności stwierdził, że nie może być stroną postępowania o udzielenie koncesji osoba trzecia, która ma interes faktyczny w uzyskaniu koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej przez podmiot będący stroną postępowania koncesyjnego. Powołane orzeczenie zawiera również istotne stwierdzenie, że oczekiwania takiej osoby na podjęcie przez Prezesa URE działań polegających na zmuszeniu innego podmiotu do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie dostarczania energii, pomijając przypadek określony w art. 40 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, nie mogą być zrealizowane za pośrednictwem instrumentów prawnoprocesowych w ramach ustawowych kompetencji Prezesa URE.



*Autor jest zastępcą dyrektora  
Biura Prawnego URE*

# ROZLICZANIE KOSZTÓW DOSTAWY CIEPŁA DLA UŻYTKOWNIKÓW LOKALI

Krzysztof Cichowski

Problematyka rozliczania ciepła z użytkownikami lokali bez wątplenia należy do jednej z najbardziej drażliwych dla zarządców budynków wielorodzinnych, niezależnie od formy prawnej władania takim budynkiem. Staje się to oczywistym jeśli zważyć, iż opłaty za ciepło, energię elektryczną i gaz stanowią około 75% całości wydatków mieszkaniowych gospodarstw domowych. Dominującą pozycję pośród tych wydatków stanowią opłaty za ciepło. Potwierdzają to wyniki przeprowadzanych sondaży wśród spółdzielni mieszkaniowych z różnych regionów naszego kraju.

Aktualnie obowiązujące Prawo budowlane i wydane na jego podstawie „Warunki techniczne, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie” (Dz. U. z 1999 r. nr 15, poz. 140) przepisami § 121 i § 136 – utrzymały obowiązek stosowania urządzeń umożliwiających dokonywanie rozliczeń za ciepło z użytkownikami poszczególnych mieszkań.

Z tych też względów wzorując się na rozwiązaniach powszechnie stosowanych od dziesięcioleci w krajach rozwiniętych – zarządcy budynków wielorodzinnych, w tym spółdzielnie mieszkaniowe, mając na uwadze zarówno oszczędzanie zużycia ciepła, jak i bardziej sprawiedliwe rozliczanie na poszczególnych mieszkańców kosztów jego dostawy do budynku, sukcesywnie w miarę posiadanych możliwości finansowych i organizacyjnych wdrażają systemy rozliczeń oparte o urządzenia instalowane w poszczególnych lokalach.

O ile rozliczanie na użytkowników lokali kosztów ciepła zużywanego na podgrzanie wody wodociągowej w praktyce niemal wyłącznie odbywa się przy wykorzystaniu wodomierzy w poszczególnych lokalach, to rozliczanie kosztów ogrzewania dokonywane jest przy wykorzystaniu różnych sposobów i systemów.

Jak wykazuje praktyka z różnych przyczyn rozliczanie kosztów ogrzewania zdominowane jest obecnie przez systemy wymagające zastosowania na grzejnikach podzielników kosztów c.o., zazwyczaj wyparkowych, a niekiedy elektronicznych. Należy jednak nie zapominać o innych systemach. Coraz bardziej upowszechnia się stosowanie ciepłomierzy w poszczególnych lokalach. Sporadycznie można spotkać inne jeszcze systemy; np. dokonywanie podziału kosztów na lokale poprzez wykorzystywanie wskazań (instalowanego zazwyczaj w przedpokoju) urządzenia zliczającego tzw. „stopniodni”, czyli dokonującego o wybranej porze dnia codziennego zapisu temperatury w lokalu.

Analiza danych na temat zużywania ciepła przez budownictwo mieszkaniowe na przestrzeni ostatnich lat dowodzi jednoznacznie słuszności wdrażania opomiarowanego systemu rozliczeń z mieszkańcami za ciepło dostarczane na cele bytowe (ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody). Praktycznie w każdym przypadku system opomiarowania lokali powoduje zmniejszenie zużycia ciepła i wody, niekiedy kilkakrotnie.

Należy przypomnieć dwojaką rolę wodomierzy ciepłej wody w lokalach: są podzielnikami kosztów w rozliczeniach za ciepło przeznaczone na podgrzanie wody i jednocześnie przyrządem pomiarowym dla rozliczenia ilości jej zużycia. Należy wobec tego przypomnieć również o unikaniu we wszelkich dokumentach, w tym w umowach, całkowicie nieprawidłowego, chociaż mocno utrwalonego w społeczeństwie, także wśród niektórych zarządców, pojęcia: ciepła woda. Nie ma takiego towaru. Potwierdza to zarówno Polska Klasyfikacja Wyrobów i Usług, określona przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 1997 roku (Dz. U. nr 42, poz. 264), jak i komentowane poniżej rozporządzenie Ministra Gospodarki, przepis wykonawczy ustawy – Prawo energetyczne.

W ocenie problematyki ogrzewania budynków wielorodzinnych i dokonywania przez ich zarządców podziału ponoszonych z tego tytułu kosztów należy uwzględniać wiele okoliczności technicznych, prawnych, organizacyjnych. Dokonując zatem oceny sposobu funkcjonowania opomiarowanego systemu rozliczania kosztów ogrzewania, na przykład przy wykorzystaniu podzielników kosztów c.o. i oceny ich przydatności, powinno się wziąć pod uwagę na przykład fakt wzajemnego ogrzewania się pomieszczeń w budynku poprzez przegrody wewnętrzne (ściany, stropy). Podobnie powinno się uwzględniać różnej wielkości straty ciepła w poszczególnych lokalach, zależnie od usytuowania danego lokalu w bryle budynku. Dlatego wprowadzenie opomiarowanego systemu rozliczania kosztów ogrzewania wiąże się z zastosowaniem odpowiednich współczynników korekcyjnych uwzględniających różne usytuowanie lokalu w budynku.

Zarządzający budynkiem wielorodzinnym ma bogatą ofertę różnych sposobów rozliczania kosztów ogrzewania z poszczególnymi użytkownikami lokali. Ostatnio w nowo oddawanych budynkach stosuje się rozwiązanie instalacji wewnętrznej umożliwiającej zainstalowanie ciepłomierzy związanych z poszczególnymi lokalami. Tak więc użyte w Prawie energetycznym pojęcie indywidualnego odbiorcy



ciepła w lokalu wydaje się być spełnione takim właśnie rozwiązaniem technicznym. Czy aby jednak na pewno?

Wobec wspomnianego powyżej przenikania ciepła przez przegrody wewnętrzne budynku, nie uwzględnianego przecież przez projektantów wewnętrznej instalacji ogrzewania, wątpliwym jest jednak dokonywanie oceny zużycia ciepła w danym lokalu na cele grzewcze, a tym samym rozliczanie kosztów ogrzewania danego lokalu, na podstawie wskazań ciepłomierzy w poszczególnych lokalach. Jeśli bowiem użytkownik danego lokalu opuszcza podczas sezonu grzewczego swe miejsce zamieszkania (na przykład wyjeżdżając na wczasy na kilka tygodni) i znacznie ograniczy w tym czasie pobór ciepła przeznaczonego na ogrzewanie – to bez wątpienia ciepłomierz tego lokalu wykaże zmniejszone zużycie ciepła. Lecz jednocześnie wychłodzony lokal pobierać będzie ciepło od sąsiadów, i to oni właśnie, mimo zamiaru oszczędzania zużycia ciepła u siebie, zapłacą więcej. Ponieważ ich rachunek za ciepło powiększony zostanie o koszty ciepła, które przeniknęło do zapobiegliwego oszczędnego sąsiada.

Chociażby tylko z tych przyczyn użyte w Prawie energetycznym pojęcie indywidualnego odbiorcy ciepła w lokalu wydaje się bardzo wątpliwe.

Tak więc sposób konsumpcji ciepła przeznaczonego na ogrzewanie przez mieszkańców budynku wielorodzinnego, zatem również sposób rozliczenia kosztów jego dostarczenia, jest znakomitym przykładem zobrazowania wspólnotowej z konieczności formy władania i zarządzania takim budynkiem. Niezależnie od tego, czy będzie to zbiór lokali jako odrębnych nieruchomości lub lokali najmownych, czy też będą to lokale zajmowane na zasadach spółdzielczego prawa do lokalu.

Te i inne problemy utrzymania budynków wielorodzinnych, z konieczności niemożliwe inaczej do rozliczenia jak wspólnie – spełnione są w każdej formule władania i zarządzania budynkami wielolokalowymi w spółdzielniach mieszkaniowych, zaistniałych przecież na terenach naszego kraju już ponad sto lat temu. Kraju, który nim ostatecznie ustalił swe granice traktatowo, to już m.in. problematykę spółdzielczą normował ustawą. Prawo spółdzielcze ma datę 29 października 1920 roku.

Przypomnijmy, iż spółdzielnia mieszkaniowa jako autonomiczny właściciel i zarządca nieruchomości ma prawo określać zasady i warunki użytkowania lokali w swoich budynkach, z oczywistych względów uwzględniając przepisy powszechnie obowiązujące. W stosunku do lokali zajmowanych na warunkach spółdzielczego prawa do lokalu te zasady i warunki powinny być określone w regulaminie uchwalonym przez uprawniony statutowo organ samorządowy spółdzielni, wybrany pośród członków spółdzielni przez ich samych. Ustalone w regulaminach zasady wiążą tak organy samorządowe jak i poszczególnych członków spółdzielni.

Kolejną cechą spółdzielni mieszkaniowych, istotną dla wyjaśnienia omawianej problematyki rozliczeń, jest obowiązek członka spółdzielni wnoszenia opłat na pokrycie

ponoszonych przez spółdzielnię wszystkich kosztów związanych z utrzymaniem tak danego lokalu jak i wszystkich obiektów spółdzielni. A zatem również wnoszenia opłat za dostarczone do lokalu ciepło, zarówno kupione od przedsiębiorstwa energetycznego, jak i wytworzone we własnym źródle. Ten obowiązek członkowski wynika wprost z art. 208 § 1 Prawa spółdzielczego (t. jedn. Dz. U. z 1995 r., nr 54, poz. 288 z późn. zm.), lecz niejednokrotnie utożsamiany jest tylko z kosztem utrzymania zajmowanego lokalu. Dlatego niekiedy trzeba przypominać użytkownikom lokali, tak członkom spółdzielni jak i innym, iż to oni finansują koszty ogrzewania również części wspólnych budynku. Praktyka dowodzi, że o tym wydawałoby się oczywistym obowiązku utrzymywania, a więc i ogrzewania, części wspólnych budynku zapominają niejednokrotnie także właściciele lokali stanowiących odrębne nieruchomości, a tworzących przecież z mocy prawa wspólnotę mieszkaniową.

Tak więc zasady rozliczania ponoszonych przez spółdzielnię kosztów związanych z obsługą zasobów mieszkaniowych (zatem także kosztów zakupu ciepła przeznaczonego na ogrzewanie mieszkań) oraz zasady ustalania opłat pobieranych od użytkowników lokali na pokrycie tych kosztów powinny być określone w regulaminie uchwalonym przez organ samorządowy wskazany w statucie spółdzielni. Zgodnie z Prawem spółdzielczym organem takim jest rada nadzorcza lub walne zgromadzenie (albo jego odpowiednik w większych spółdzielniach: zebranie przedstawicieli).

Zrozumiałe jest, iż dokonując użytkownikom mieszkań – członkom spółdzielni wymiaru opłat za dostarczone do mieszkań ciepło wspomniany organ samorządowy powinien uwzględniać ogólne zasady wynikające z przepisów ustalających ceny ciepła. Poprzednio zasady te określane były przez Ministra Finansów, zaś od 1 stycznia 1999 roku obowiązują zasady ustanowione przez Ministra Gospodarki, w tym przypadku rozporządzeniem z dnia 6 października 1998 roku (Dz. U. nr 132, poz. 867 z późn. zm.).

Uchwalając zasady rozliczania kosztów uprawniony organ samorządowy spółdzielni powinien w miarę możliwości brać pod uwagę różne uwarunkowania występujące we własnych zasobach mieszkaniowych. Dlatego też może przyjąć współczynniki korekcyjne dla wymiaru opłat użytkowników lokali narażonych w sposób szczególny na straty ciepła. Mogą być to współczynniki określone w systemie rozliczeń związanym z danym typem podzielników kosztów c.o., czyli wskazane przez jednostkę wydającą aprobatę na te podzielniki, to jest C.O.B.R.T.I. „INSTAL” w Warszawie. Lecz nie ma przeszkód formalno-prawnych, aby organ spółdzielni stanowiąc o zasadach rozliczeń z użytkownikami lokali określił inne współczynniki korekcyjne, uwzględniające szczególne usytuowanie danego lokalu i wynikające z tego powodu szczególnie zwiększone straty ciepła.

Cytowane powyżej rozporządzenie Ministra Gospodarki wskazuje tę zasadę przepisami § 43 (dla opomiarowanych systemów rozliczeń) i § 48 (dla rozliczeń ryczałto-

wych) zalecając wyrównywanie w opłatach za ciepło różnych uwzględniających odmienne straty ciepła zależnie od usytuowania lokalu w budynku.

Dokonując oceny skutków wdrożenia obowiązujących od 1 stycznia 1999 roku uregulowań dotyczących zasad rozliczeń za ciepło pomiędzy zarządcą budynku i użytkownikami poszczególnych lokali chyba właściwym będzie omówienie zachodzących w tych przepisach zmian oraz porównanie ich z dotychczasowymi.

Zapisy pierwszej wersji wspomnianego rozporządzenia Ministra Gospodarki (Dz. U. z 1998 roku, nr 132, poz. 867) niesprawiedliwie premiowały tych mieszkańców, którzy już skorzystali z dokonanych przedsięwzięć termorenowacyjnych. Tym samym przepis ten powodował znaczne zróżnicowanie wymiaru opłat w danej grupie mieszkańców, wspólnie przecież finansujących sukcesywnie przeprowadzane prace mające na celu oszczędność w zużyciu ciepła. Nie znajdowało więc żadnego uzasadnienia, aby tylko część osób zamieszkałych u tego samego zarządzającego danymi budynkami korzystała ze skutków otrzymanych w latach poprzednich dotacji ze środków publicznych.

Okoliczności te były przedmiotem licznych wystąpień Związku Rewizyjnego Spółdzielni Mieszkaniowych RP, a także innych środowisk zarządzających grupami budynków wielorodzinnych o znowelizowanie rozporządzenia.

Niedogodność tę usunęła dopiero nowelizacja rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 marca 1999 roku, ogłoszona w Dzienniku Ustaw nr 30, poz. 291. Nowy zapis § 55 umożliwił zarówno spółdzielniom mieszkaniowym jak i innym zarządcom budynków wspólne rozliczanie całych grup budynków.

Kolejną istotną zmianą, zarówno dla użytkowników lokali jak i dla zarządzających budynkiem, wprowadzoną od 1 stycznia 1999 roku rozporządzeniem Ministra Gospodarki była nowa struktura opłat. Do 31 grudnia 1998 roku zasady rozliczeń stanowiące przepisami wydawanymi przez Ministra Finansów zobowiązywały wszelkich zarządców do wymierzania użytkownikom mieszkań jednoczłonowych opłat za ciepło. Tak należało postępować niezależnie od rodzaju (struktury) ceny kupowanego od przedsiębiorstwa energetycznego ciepła, a więc również w przypadku ceny dwuskładnikowej: opłaty stałej związanej z mocą zamówioną i zmiennej związanej ze wskazaniami ciepłomierza.

Nowe zasady zmieniły więc znacząco, powszechnie utrwalone w świadomości mieszkańców (a zatem istotne także dla zarządzających), dotychczasowe rozliczanie ciepła opłatą jednoczłonową. Przepisy rozporządzenia M.G. nakazały prowadzić rozliczenia za ciepło z użytkownikami lokali w formie opłat dwuczłonowych. Nie będzie żadną przesadą stwierdzić, iż w niejednej spółdzielni mieszkaniowej spowodowało to swoistą rewolucję. Dowodzi tego liczna korespondencja zarówno do Związku Rewizyjnego Spółdzielni Mieszkaniowych RP, jak i do licznych instytucji rządowych i organizacji społecznych.

Nowelizacja rozporządzenia z 26 marca 1999 roku częściowo złagodziła zmiany pierwotnie wprowadzone, a tak

emocjonujące mieszkańców i w konsekwencji prowadzące do zbędnych nieporozumień z zarządcami. Nowe brzmienie § 55 pozwala zarówno uśrednić opłaty w grupie budynków, jak i zastosować dotychczasowe zasady, czyli stanowiące przez Ministra Finansów. Jednakże powrót do poprzednich zasad przepis § 55 wyraźnie warunkuje tylko przypadkiem niepełnego opomiarowania lokali w danym budynku lub ich grupie rozliczeniowej.

Tak znowelizowane rozporządzenie Ministra Gospodarki było bardzo istotne dla zarządzających budynkiem. Pozwoliło uwzględnić nierzadko spotykaną postawę niektórych mieszkańców, choć formalnie naganną, to jak zawsze w sprawach społecznych niezwykle trudną w udowodnieniu ludziom rzeczywistych przyczyn jej zaistnienia. Postawę dolegliwą dla sąsiadów, uznających z oczywistych względów wdrożenie systemu opomiarowanego jako bardziej sprawiedliwego sposobu rozliczania kosztów. Dolegliwą jednak, a przy tym jak każda sprawa społeczna niezwykle drażliwą, przede wszystkim dla zarządców, odpowiadających przecież za rozliczenie tych kosztów wobec mieszkańców, o czym zdają się niektórzy zarządzający budynkiem zapominać po zleceniu tej czynności różnym firmom rozliczeniowym lub przedsiębiorstwom ciepłowniczym.

Mianowicie wiele osób uniemożliwilo i uniemożliwia nadal wdrożenie w zajmowanym przez nich lokalu systemu opomiarowanego. Wystarczył tylko jeden użytkownik lokalu, aby zgodnie z pierwszym brzmieniem przepisów rozporządzenia z 6 października 1998 roku – cały budynek uznany był za nieopomiarowany. Nowelizacja wprowadziła trzyletni okres przejściowy, umożliwiający stosowanie w takich przypadkach zasad stanowiących przez Ministra Finansów. Dzięki temu może mieć nadal zastosowanie w takiej sytuacji stanowisko Ministerstwa Finansów wyrażone w piśmie nr GN 4-660-99/97/1782 z dnia 30 czerwca 1997 roku. Stanowisko M.F. potwierdza, iż w przypadku odmowy poszczególnych członków spółdzielni jako użytkowników lokali na ich udostępnienie dla zainstalowania urządzeń pomiarowych, uniemożliwienia odczytu wskazań tych urządzeń lub ich uszkodzenia – regulamin powinien określać zasadę obliczania energii cieplnej przypadającej na taki lokal. Czyli w takich okolicznościach należność (opłata) wymierzana użytkownikowi lokalu powinna być obliczona poprzez przypisanie szacunkowe zużycia ciepła w danym lokalu.

W przypadku opomiarowania wszystkich lokali w urzędzenia umożliwiające rozliczanie ich użytkowników zarządzający musi dostosować się do rozporządzenia Ministra Gospodarki. Tym samym wymierzać opłaty dwuczłonowe (opłatę stałą i opłatę zmienną), zarówno w trakcie okresu rozliczeniowego (zaliczki), jak i na zakończenie rozliczenia. Stąd należy pokreślić inny, istotny wymóg formalny określany już w pierwszej wersji, a obecnie zawarty w § 40 ust. 2 znowelizowanego rozporządzenia Ministra Gospodarki: udział opłaty stałej powinien wynosić nie więcej jak 50%.

Wymóg ten bardzo poważnie komplikuje zarządzającemu budynkiem zastosowanie w praktyce omawianego przepisu w budynkach całkowicie opomiarowanych. Po-

nieważ użytkownikowi lokalu trzeba naliczać część opłaty zmiennej za ciepło jako pochodnej od części opłat stałych poniesionych na zakup ciepła.

Opisana zawilosc jest pochodną struktury taryf przedsiębiorstw ciepłowniczych i oczywiście dotyczy nie tylko budynków spółdzielczych, lecz każdego rodzaju budynków wielorodzinnych (budynków z lokalami stanowiącymi odrębną własność, budynków komunalnych lub zakładowych).

Jak wynika z informacji otrzymanych ze spółdzielni mieszkaniowych z terenu całego kraju zazwyczaj ok. 60% ogółu kosztów zakupu ciepła to opłaty stałe. Zmusza to zarządzającego budynkiem do zafalszowania użytkownikom lokali obrazu rzeczywiście ponoszonych kosztów na zakup ciepła przy ustalaniu wymiaru opłat. Jeśli bowiem zarządzający zastosuje się do zasady określonej w § 40 ust. 2 rozporządzenia to:

□ każdy użytkownik lokalu uzna opłatę nazwaną „zmienną” jako ten składnik opłat za ciepło, który wynika tylko z ilości zużywanego w tym lokalu ciepła – co nie jest zgodne z rzeczywistością,

□ potwierdzeniem takiej, a w rzeczywistości mylnej, oceny dla użytkownika lokalu są inne przepisy tego samego rozporządzenia M.G., a w szczególności § 40 ust. 4 pkt 2 i 3 oraz § 41 ust. 1 pkt 2 i 3.

Z tych właśnie względów Związek Rewizyjny Spółdzielni Mieszkaniowych RP występował do Ministerstwa Gospodarki o jednoznaczne wskazanie sposobu wyjaśnienia użytkownikom lokali, że w wymierzonej im opłacie zmiennej za ciepło jest konieczne uwzględnienie kosztów stałych ponoszonych przez zarządzającego na zakup ciepła, tym samym niezależnych od zużycia ciepła przez użytkownika lokalu. A zatem występował również o wskazanie sposobu wyjaśnienia mieszkańcom, iż część tej opłaty zmiennej nie ma żadnego powiązania ze wskazaniami przyrządów i urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, czyli inaczej niż wskazuje na to treść przepisów w/w § 40 i § 41. Jednocześnie Związek Rewizyjny podtrzymał wcześniejszy wniosek o zmianę zasady określonej w § 40 ust. 2 i innych, bezpośrednio związanych z omawianą problematyką, przepisów tego rozporządzenia.

Najwięcej jednak emocji i kłopotliwych zatargów z zarządzającym budynkiem wzbudził u mieszkańców, wprowadzony rozporządzeniem z 6 października 1998 roku (i utrzymany nadal) sposób rozliczania kosztów podgrzewania wody. Otóż oprócz wspomnianej już zasady wymierzania opłaty dwuczłonowej należy mieć na uwadze sposób jej naliczania: w opłacie za podgrzanie wody jej część stała obliczana jest proporcjonalnie do powierzchni zajmowanego lokalu.

W wyniku zastosowania nowych taryf w rozliczeniach pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi i zarządzającymi budynkami występują liczne przypadki, kiedy część stała opłat wymierzonych użytkownikom lokali stanowi nie-

kiedy 60 i więcej procent ogółu opłat za podgrzanie wody. W indywidualnych przypadkach część stała tych opłat wynosi 85%. Odczuwane jest to szczególnie dotkliwie przez mieszkańców, którym przecież wymierzano dotychczas tylko opłaty jednoczłonowe, związane tylko z ilością pobranej ciepłej wody. Było to zgodne z przepisami stanowiącymi do 31 grudnia 1998 roku przez Ministra Finansów.

Przeprowadzane analizy wykazują, iż wprowadzone nowe taryfy w rozliczeniach pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi i spółdzielniami mieszkaniowymi powodują wzrost opłat za podgrzanie wody w niektórych przypadkach nawet o około 270%, mimo zmiany (podwyżki) ceny kupowanego ciepła tylko o 10%. Tym samym dla wielu mieszkańców jest to rozbieżne z wielokrotnie przedstawianymi publicznie informacjami o wzroście nie więcej niż 15% opłat za ciepło w 1999 roku.

Także powyższy problem był przedmiotem wystąpień interwencyjnych Związku Rewizyjnego Spółdzielni Mieszkaniowych RP do Ministra Gospodarki o pilne wprowadzenie zmian w rozporządzeniu. Tym bardziej, że spośród kilku problemów między innymi ten właśnie problem Związek sygnalizował już na etapie dyskusji nad projektem rozporządzenia celem ograniczenia tak nadmiernego i nieuzasadnionego zróżnicowania w obciążeniach użytkowników lokali. Zdaniem Związku Rewizyjnego opłata stała powinna być tak kształtowana, aby jej udział w całości opłat nie przekraczał 30%.

Należy mieć przekonanie, iż w tej sprawie i szczególnie delikatnej społecznie materii pomocnym będzie dla spółdzielni mieszkaniowych „Ramowy regulamin rozliczania kosztów dostawy ciepła do budynków i dokonywania rozliczeń z użytkownikami lokali za centralne ogrzewanie i podgrzewanie wody”, opracowany przy udziale Związku Rewizyjnego Spółdzielni Mieszkaniowych RP.

Zapewne z opisanych względów środowisko zarządców z zadowoleniem przyjęło wyrok Trybunału Konstytucyjnego z dnia 26 października 1999 roku (Dz. U. nr 91, poz. 1042) stwierdzający niezgodność z Konstytucją zasadniczego w tej sprawie art. 46 Prawa energetycznego, a tym samym utratę mocy prawnej wydanych na tej podstawie rozporządzeń wykonawczych. Odbiorcy ciepła przekonani są, iż orzeczenie Trybunału pozwoli wprowadzić od 1 lipca 2000 r. niezbędne zmiany do ustawy – Prawo energetyczne.



Autor jest gł. specjalistą w Związku Rewizyjnym Spółdzielni Mieszkaniowych RP

# ENERGETYCZNE WYKORZYSTANIE PROMIENIOWANIA SŁONECZNEGO

Andrzej W. Różycki, Roman Szramka

Moc energii emitowanej przez słońce szacowana jest na 1023 kW. Do powierzchni naszej planety dociera z tego tylko znikoma część, która jest jednak wiele tysięcy razy większa od ogólnej ilości energii wytwarzanej na ziemi. Zainteresowanie energią słoneczną ciągle rośnie, a specjaliści upatrują w niej ogromne energetyczne perspektywy. Klimat Polski nie jest tak sprzyjający, jak w krajach południowych ale warunki pogodowe są bardzo zbliżone do występujących w Niemczech, a korzystniejsze niż w Skandynawii. Dodatkowo, z ekologicznego punktu widzenia energia promieniowania słonecznego jest najbardziej atrakcyjna spośród energii odnawialnych. Jej pozyskiwanie nie powoduje żadnych efektów ubocznych, szkodliwych emisji, czy zubożenia zasobów naturalnych, a instalowanie urządzeń głównie na obiektach architektonicznych, nie wpływa zasadniczo na krajobraz.

Najpowszechniej stosowanym urządzeniem do pozyskiwania energii słonecznej jest kolektor słoneczny. Warunkiem funkcjonowania jest jego usytuowanie w dobrze nasłonecznionym miejscu. Przy słonecznej pogodzie może on pełnić swoją funkcję nawet w stosunkowo niskich temperaturach otoczenia. W standardowych rozwiązaniach płaskich kolektorów słonecznych temperatura absorbera i co za tym idzie, czynnika grzewczego nie przekracza 100 °C, jednak przy odpowiednich modyfikacjach można uzyskać nawet 190 °C.

Najkorzystniejsze jest wykorzystywanie kolektorów w systemach przygotowania ciepłej wody użytkowej i ogrzania wody w basenach kąpielowych. Inne zastosowania to pielęgnacja zwierząt, podlewanie roślin w szklarniach, przygotowanie pasz i wody technologicznej w małych zakładach przetwórstwa rolno – spożywczego czy ogrzewanie wody w stawach rybnych.

Poza wodnymi istnieją także kolektory słoneczne powietrzne. Są one budowane zwykle sposobem gospodarczym i z tego względu umykają statystykom. Ich główne zastosowanie to suszenie roślin, ziarna, drewna i materiałów budowlanych, a niekiedy też regulacja mikroklimatu w przechowalniach płodów rolnych, ogrzewanie pomieszczeń inwentarskich, hal, magazynów, szklarni, tuneli foliowych i budynków mieszkalnych.

## **Energetyka słoneczna w świecie**

Łączna powierzchnia instalacji do przetwarzania energii słonecznej na świecie zajmuje ok. 6 mld m<sup>2</sup>. Jest to dziesięciokrotnie więcej, niż w 1990 r. W USA wiele małych obiektów, w tym 17 tys. latarni morskich korzysta z energii

słonecznej. W niewielkiej i nie najcieplejszej Austrii montuje się rocznie ok. 200 tys. m<sup>2</sup> kolektorów słonecznych, a tysiące domów ogrzewa się tą energią nawet w krajach o chłodnym klimacie. W państwach bogatych, np. w Unii Europejskiej, decydujące dla rozwoju energetyki słonecznej są w pierwszej kolejności czynniki ekologiczne, a następnie podniesienie poziomu bezpieczeństwa dostaw energetycznych. Szacuje się bowiem, że wykorzystanie 8 m<sup>2</sup> kolektorów słonecznych dla domu jednorodzinnego obniża emisję CO<sub>2</sub> o 1 tonę rocznie. Wiąże się to także z poważną redukcją emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> i zmniejszeniem zapotrzebowania na energię konwencjonalną niemal o 10 MWh.

Istotnym problemem w nisko temperaturowym wykorzystaniu energii słonecznej jest „magazynowanie” ciepła. Może się to odbywać poprzez ogrzewanie kamieni lub elementów ceramicznych w ciągu dnia, które będą oddawały ciepło w nocy lub w dni pochmurne. Ciekawą koncepcją są również tzw. stawy słoneczne, czyli układy realizujące fototermiczną konwersję energii słonecznej w taki sposób, że jej pochłanianie i magazynowanie w postaci ciepła zachodzi w tym samym ośrodku. Funkcję kolektora słonecznego pełni zbiornik wody lub solanki o dużej powierzchni i głębokości 0,5 – 2 m. Promieniowanie słoneczne padające na powierzchnię stawu wnika w głąb cieczy i jest pochłanianie przez zacinione dno. W ten sposób warstwy przydenne osiągają temperaturę wyższą od temperatury otoczenia, pełniąc przy tym rolę magazynu energii. Warstwy powierzchniowe stawu (lub zabudowane na nim specjalne struktury izolujące) przejmują na siebie funkcję termicznej izolacji transparentnej (przezroczystej). Podstawową zaletą stawów słonecznych jest zdolność do magazynowania dużych ilości energii na stosunkowo długie okresy (do kilku miesięcy). Energię tę można później odzyskać z wykorzystaniem pompy ciepła.

Promieniowanie słoneczne można także bezpośrednio zamieniać w energię elektryczną. Energia fotowoltaiczna jest niestety znacznie bardziej kosztowna, niż wytwarzana z innych źródeł. Z badań amerykańskich wynika, że jest ona 10-krotnie droższa od energii jądrowej. Obecnie na świecie koszt energii z baterii słonecznych wynosi 0,6 euro/kWh, przewiduje się jednak w przyszłości szybki spadek kosztów do poziomu 0,3 euro/kWh. System fotowoltaiczny, dla modułów krzemowych monokrystalicznych, kosztuje zaś ok. 3000 euro za 1kW zainstalowanej mocy.

Fotowoltaika ma zastosowanie przede wszystkim tam, gdzie dostęp do publicznej sieci jest ograniczony lub w ogóle niemożliwy. Jeżeli najbliższa sieć elektryczna znaj-

duje się dalej niż 10 km od odbiorcy, a zapotrzebowanie na energię jest małe (np. pojedynczy dom), to nawet dziś instalowanie ogniw fotoelektrycznych może być opłacalne. Są one także szeroko wykorzystywane w kieszonkowych kalkulatorach, satelitach kosmicznych, utrzymują pod napięciem ogrodzenia pastwisk, a nawet zasilają urządzenia nawadniające i sprzęt domowy. Eksperymentalnie służą także do napędu samochodów. Niewielki samochód osobowy napędzany energią słoneczną może rozwijać prędkość nawet ponad 100 km/h.

Urządzenia fotowoltaiczne mają wiele zalet. Na skutek braku części ruchomych nie ulegają zużyciu, nie wymagają części zamiennych ani konserwacji. Ich żywotność wynosi 20–30 lat, a wydajność nie zmniejsza się wraz z upływem czasu. Ogniwa przekształcają również rozproszoną część promieniowania słonecznego padającego na ziemię, działają więc także w dni pochmurne. Ich podstawową wadą jest stosunkowo wysokie zapotrzebowanie na powierzchnię instalacyjną, ale stale wzrastającą ich sprawność (najnowsze fotoogniwa produkcji szwajcarskiej wytwarzają prąd z dwukrotnie wyższą, niż dotychczas osiągało, gdyż 33% sprawnością) pozwoli tę niedogodność w znacznym stopniu zredukować. Istnieje także możliwość lokalizacji tego rodzaju obiektów na dachach budynków i terenach trudnych do zagospodarowania w inny sposób, jak np. nasłonecznione stoki hałd, zrehabilitowanych wysypisk, nasypów kolejowych i.t.p.

Od 1995 r. władze Francji przeznaczają rocznie 15 mln euro na elektryfikację miejscowości izolowanych, ze źródeł odnawialnych. Do końca ubiegłego roku 1128 obiektów otrzymało pomoc finansową, przeznaczoną na zakup instalacji do produkcji energii odnawialnych o mocy 914 kW, z czego 2/3 urządzeń stanowiły instalacje fotowoltaiczne. Dzięki temu programowi nie trzeba było budować 1400 km linii energetycznych, które kosztowałyby 589 mln euro. Unia Europejska przygotowała kampanię promocyjną, obejmującą milion systemów fotowoltaicznych, w tym 500 tys. w budownictwie mieszkaniowym w krajach UE i eksport do krajów rozwijających się dalszych 500 tys. prostych w obsłudze instalacji fotowoltaicznych dla obszarów wiejskich. Moc każdego z systemów będzie wynosić 1 kW, co w 2010 r. da ogólną moc 1 GW. Niemcy rozpoczęli realizację programu „100 000 dachów”, który ma promować wykorzystanie energii słonecznej. Rząd federalny zamierza przeznaczyć na ten cel miliard marek na najbliższych kilka lat w postaci tanich i częściowo umarzanych kredytów z przeznaczeniem na instalacje fotoelektryczne. W Niemczech zapotrzebowanie 1 rodziny na energię elektryczną wynosi ok. 3 kW. Instalacja fotoelektryczna o takich parametrach kosztuje obecnie ok. 45 tys. DM. Zakłada się, że po 6 latach realizacji programu przybędzie ok. 300 MW zainstalowanych w ogniwach fotoelektrycznych. Będzie się to wiązało z masową produkcją paneli pV, których cena powinna się znacznie obniżyć.

### **Energetyka słoneczna w Polsce**

Wg szacunków EC BREC bateria fotoogniw zajmująca 0,65% powierzchni Polski mogłaby teoretycznie zaspokoić

obecne potrzeby energetyczne kraju. Szacuje się bowiem, że w Polsce do 1 m<sup>2</sup> gruntu dociera rocznie ok. 1 MWh energii promieniowania słonecznego. Odpowiada to spalaniu ze 100% sprawnością ok. 120 kg paliwa umownego. W Polsce dotychczas nie przeprowadzono inwentaryzacji istniejących instalacji słonecznych. Jest ich z pewnością niewiele, ale w kraju działają już firmy oferujące słoneczne aktywne systemy cieczowe. Niektóre wykonały nawet instalacje o całkowitej powierzchni kolektorów rzędu 100 m<sup>2</sup>. Poniżej kilka przykładów ich zastosowań: Wyższa Szkoła Oficerska we Wrocławiu – kryty basen pływacki jest ogrzewany z wykorzystaniem kolektorów słonecznych. Basen o pojemności 125 m<sup>3</sup> jest dogrzewany przez 96 płaskich kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 125 m<sup>2</sup>. Ogrzewanie słoneczne pracuje równolegle z tradycyjnym, pozwalając na oszczędność energii konwencjonalnej. Klasztor w Zawoi dzięki lokalizacji (odsłonięty teren wyżynny) ma stosunkowo dobre nasłonecznienie. Wykorzystano to, zakładając na dachu 8 kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 15 m<sup>2</sup>. Kolektory, wraz z bojlerem i pompą ciepła kosztowały ok. 16 500 PLN. W klasztorze zastosowano częściowo ogrzewanie podłogowe. Bardzo szybki zwrot poniesionych nakładów przyczyni się prawdopodobnie do podwojenia powierzchni kolektorów w nadchodzącym roku. Zakład Doświadczalny Hodowli Bydła w Poznaniu – Strzeszynie od roku 1985 używa do podgrzewania wody 100 kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 165 m<sup>2</sup> i mocy 236 kW. Szpital miejski w Gostyninie – dysponuje kolektorami o powierzchni 20 m<sup>2</sup>, indywidualny użytkownik pod Poznaniem – 70 m<sup>2</sup>, a w Wólce Soseńskiej k/Siedlec – 200 m<sup>2</sup>. Aktualnie Zarząd Gminy Zębowice ogłosił przetarg na budowę instalacji grzewczej z zastosowaniem kolektorów słonecznych i pompy ciepła w gimnazjum w Zębowicach. Nie jest więc prawdą twierdzenie, że w Polsce w energetykę słoneczną inwestują przede wszystkim co bogatsi fanatycy ekologiczni. Kolektory słoneczne są produkowane m.in. przez Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa oraz Uniwersytet Olsztyński; oferuje je także ok. 20 firm komercyjnych. Niektóre z nich eksportują swoje wyroby, przede wszystkim do Niemiec.

W Polsce najważniejszy obszar zastosowań rynkowych technologii fotowoltaicznych to zasilanie znaków i świateł nawigacyjnych w gospodarce morskiej. Firma D&T El-mech z Pruszcza Gdańskiego wykonała w tym sektorze ponad 156 instalacji o łącznej mocy 12,33 kW. Inny ważny przykład zastosowań tej techniki to schronisko na Chrobaczej Łące, które wykorzystuje fotoogniwa do oświetlenia oraz zasilania takich urządzeń, jak lodówka, radio, czy radiostacja. W miejscowości Kozy (okolice Bielska – Białej) istnieje także laboratorium fotowoltaiczne. W Instytucie Sterowania i Elektroniki Przemysłowej Politechniki Warszawskiej skonstruowano „elektrownię słoneczną” fotowoltaiczną o mocy 2 kW. Całość prac związanych z jej budową została sfinansowana przez Telekomunikację Polską S.A., która zainstalowała ją w centrali telekomunikacyjnej w Makowcu pod Radomiem. Za zgodą sponsora obiekt ten stanie się polygonem doświadczalnym, umożliwiając

cym przebadanie w warunkach przemysłowych różnego rodzaju przetwornic energoelektronicznych.

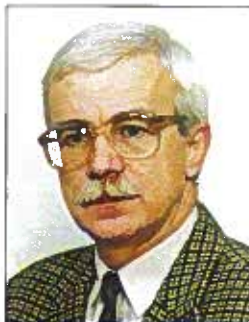
Doświadczenia Stacji Badawczej IMiGW w Borowej Górze wskazują, że w warunkach polskich wykorzystanie samych tylko kolektorów słonecznych do ogrzewania pomieszczeń nie jest szczególnie efektywne z powodu trudności zsynchronizowania energetycznej podaży ciepła z popytem. Dostęp do energii słonecznej ma miejsce głównie latem, zaś zapotrzebowanie na ciepło występuje przede wszystkim zimą. Problem ten pozwalają pomyślnie rozwiązać podziemne akumulatory energii cieplnej. Akumulacja ciepła w podłożu polega na tłoczeniu podgrzanej w kolektorach słonecznych wody do warstwy wodonośnej, a w przypadku jej braku na podgrzewaniu gruntów nieprzepuszczalnych (np. glin, ilów). Te naturalne akumulatory ciepła o objętości powyżej 1000 m<sup>3</sup> umożliwiają między sezonowe magazynowanie energii. System składający się z kolektorów słonecznych, podziemnego akumulatora ciepła i pompy ciepłej umożliwia uzyskanie z 1 kWh energii elektrycznej 10 – 20 kWh energii cieplnej. Oczywiście inwestycja taka jest stosunkowo droga w fazie realizacyjnej, przynosi jednak wymierne oszczędności przez długi okres eksploatacji. Praktycznym przykładem jest tu Bazylika Archikatedralna w Przemyślu. Została ona wyposażona w komputerowo sterowany system ogrzewania podłogowego wykorzystujący ciepło słoneczne. W skład urządzenia wchodzi m.in.: dwie pompy ciepła o mocy po 25 kW, bateria 15 płaskich kolektorów słonecznych o wymiarach 2,0 x 0,75 m i gruntowy zasobnik ciepła w postaci wężownicy o łącznej długości 2000 m, umieszczonej w odwiertach skały wapiennej o głębokości 120 m. Koszt inwestycji wyniósł w 1997 r. 1,2 mln PLN, okres zwrotu poniesionych nakładów przewiduje się na ok. 10 lat. Można założyć, że przy dogodniejszym podłożu (bez konieczności wykonania kosztownych wierceń) byłby on znacznie krótszy.

W Polsce inwestorzy zainteresowani energetyką słoneczną nie mogą liczyć na ekonomiczne, czy prawne ułatwienia. Jedyną, tego rodzaju koncepcję promującą rozwój energetyki odnawialnej, zastosowano wobec rolnictwa. Zgodnie z ustawą o podatku rolnym (Dz. U. Nr 94 z 11 listopada 1993 r., art. 13.1) podatnikom podatku rolnego przysługuje ulga inwestycyjna z tytułu wydatków poniesionych na zakup i zainstalowanie urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (wiatru, biogazu, słońca, spadku wód). Powyższa ulga pozwala na odliczenie od należnego podatku rolnego 25% nakładów inwestycyjnych w okresie nie dłuższym, niż 15 lat. Praktycznie przepis ten stosuje się najczęściej przy budo-

wie kolektorów słonecznych wykorzystywanych w procesach suszenia płodów rolnych.

W dniu 8 lipca 1999 r. Sejm Rzeczypospolitej Polskiej wydał rezolucję w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Sejm, dostrzegając konieczność likwidacji barier hamujących wzrost wykorzystania OZE oraz uznając odpowiedzialność centralnych organów administracji rządowej za stworzenie dogodnych warunków do rozwoju energetyki odnawialnej wezwał Radę Ministrów m.in. do opracowania strategii rozwoju OZE w Polsce wraz z programem działań zapewniających odpowiedni wzrost ich wykorzystania oraz do stworzenia warunków prawnych i finansowych ułatwiających aktywność gospodarczą w tej dziedzinie. W pierwszych dniach grudnia br. odbyła się w Serocku VI Konferencja Naukowo – Techniczna „Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii – '99”. Obecny na Konferencji Minister Środowiska – Antoni Tokarczuk wyraził zdecydowane poparcie dla rozwoju OZE i gotowość uwzględniania propozycji wszystkich środowisk związanych z tą branżą w opracowaniu strategii rozwoju OZE w Polsce. Uczestnicy Forum zgodzili się, aby odejść od tradycji formułowania wniosków z konferencji w postaci roszczeń kierowanych do władz na rzecz wyrażenia deklaracji współpracy z centralnymi organami administracji rządowej w tworzeniu dogodnych warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Energetyka odnawialna, w tym słoneczna może być opłacalna zarówno dla producentów, jak i odbiorców energii, a zwłaszcza dla środowiska naturalnego. W Polsce, pomimo przytoczonych wyżej przykładów stopień wykorzystania energii słonecznej jest daleki od potencjalnych możliwości. Na przeszkodzie stoją nie tylko problemy kapitałowe, ale przede wszystkim utrudnienia o charakterze prawnym.



*Andrzej W. Różycki*



*Roman Szramka*

*Autorzy są pracownikami Departamentu  
Planów i Analiz URE*

**Zapraszamy na stronę internetową**

**[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)**

# ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 6 grudnia 1999 r.

## w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach.

(Dz. U. Nr 102, poz. 1188, z dnia 20 grudnia 1999 r.)

Na podstawie art. 46 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126 oraz z 1999 r. Nr 88, poz. 980) zarządza się, co następuje:

### Rozdział 1 Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania i kalkulacji taryf przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji, obrotu oraz magazynowania paliw gazowych,
- 2) rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) ustawie – należy przez to rozumieć ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126 oraz z 1999 r. Nr 88, poz. 980),
- 2) sieci gazowej – należy przez to rozumieć gazociągi wraz ze stacjami gazowymi, układami pomiarowymi i tłoczniami gazu, połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
- 3) sieci przesyłowej – należy przez to rozumieć sieć gazową służącą do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych o ciśnieniu wyższym niż 0,4 MPa,
- 4) sieci rozdzielczej – należy przez to rozumieć sieć gazową służącą do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych o ciśnieniu do 0,4 MPa,
- 5) przyłączy – należy przez to rozumieć odcinek sieci gazowej od gazociągu zasilającego do kurka głównego włącznika, służący do przyłączenia instalacji gazowej znajdującej się na terenie i w obiekcie odbiorcy,
- 6) układzie pomiarowym – należy przez to rozumieć gazomierze i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiaru ilości paliw gazowych i dokonywania rozliczeń,
- 7) grupie taryfowej – należy przez to rozumieć grupę odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci gazowej, sklasyfikowaną ze względu na:
  - a) przyłączenie do sieci przesyłowej lub rozdzielczej,
  - b) rodzaj pobieranego paliwa,
  - c) wielkość i charakterystykę odbioru paliwa,
  - d) system rozliczeń,
  - e) niezawodność i ciągłość świadczonych usług i ponoszonych z tego tytułu kosztów,
- 8) charakterystyce odbioru paliwa gazowego – należy przez to rozumieć określone w umowie lub rzeczywiste wielkości charakteryzujące w szczególności:

- a) roczną ilość odbieranego paliwa i nierównomierność poboru paliwa w czasie,
- b) godzinową lub dobową moc,
- c) ciśnienie w miejscu dostarczania paliwa gazowego,
- 9) mocy umownej – należy przez to rozumieć maksymalną godzinową lub dobową możliwość odebrania w danym roku paliwa gazowego, określoną w umowie sprzedaży paliw gazowych, umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie o magazynowanie gazu,
- 10) uzasadnionych kosztach – należy przez to rozumieć koszty określone przez przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie przepisów ustawy i niniejszego rozporządzenia, przy zachowaniu należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów, niezbędne do wykonania zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie do sieci gazowej, umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług przesyłowych albo umowy o magazynowanie paliw gazowych,
- 11) subsydiowaniu skrośnym – należy przez to rozumieć pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub jednej grupy odbiorców pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców,
- 12) pozyskaniu paliw gazowych – należy przez to rozumieć zakup paliw gazowych z importu i źródeł krajowych oraz wydobycie, wytworzenie i przetwarzanie paliw gazowych,
- 13) pojemności czynnej magazynu – należy przez to rozumieć maksymalną ilość gazu możliwą do odebrania w ciągu jednego cyklu pracy magazynu przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy magazynu.

### Rozdział 2

#### Zasady kształtowania i kalkulacji taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne kształtuje taryfę w sposób zapewniający:

- 1) zgodność z założeniami polityki energetycznej państwa, a w szczególności określoną w tych założeniach polityką inwestycyjną i cenową oraz innymi czynnikami wpływającymi na poziom uzasadnionych kosztów stanowiących podstawę do ustalania cen i stawek opłat,
- 2) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- 3) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. Przedsiębiorstwo energetyczne kształtuje taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w paliwa gazowe, rodzaju odbiorców i ich zapotrzebowania na te paliwa.

§ 5. 1. Taryfa powinna, odpowiednio do prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określać:

- 1) poszczególne grupy taryfowe,

- 2) rodzaje oraz wysokość cen i stawek opłat, a także warunki ich stosowania,
- 3) bonifikaty,
- 4) opłaty z tytułu niedotrzymania przez strony warunków umowy,
- 5) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane określić zasady uwzględniania przy kalkulacji cen i stawek opłat:

- 1) uzasadnionych kosztów prowadzonej działalności gospodarczej, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska,
- 2) kosztów współfinansowania przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy i rozbudowy nowych źródeł energii i sieci oraz przedsięwzięć związanych z rozwojem energetyki niekonwencjonalnej,
- 3) poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane opracować taryfę w sposób umożliwiający zainteresowanym podmiotom określenie na jej podstawie składników opłat za paliwa gazowe i świadczone usługi dla poszczególnych zakresów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem odbiorców w paliwa gazowe.

§ 6. Określone w taryfie ceny i stawki opłat oraz warunki ich stosowania są kalkulowane przy uwzględnieniu standardów jakościowych, określonych w odrębnych przepisach.

§ 7. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) ceny za paliwa gazowe,
- 2) bonifikaty,
- 3) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i warunków umów.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) ryczałtowe stawki opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej lub rozdzielczej,
- 2) stawki opłat za usługi przesyłowe sieciami przesyłowymi i rozdzielczymi,
- 3) bonifikaty,
- 4) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i warunków umów,
- 5) opłaty za nielegalny pobór paliw gazowych.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi ustala w taryfie:

- 1) ceny za paliwa gazowe,
- 2) stawki opłat abonamentowych,
- 3) bonifikaty,
- 4) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i warunków umów.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) stawki opłat za usługi magazynowania paliw gazowych,
- 2) bonifikaty,
- 3) opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i warunków umów.

§ 8. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania paliw gazowych kalkuluje ustalone w taryfie ceny za paliwa gazowe na podstawie uzasad-

nionych kosztów wytwarzania tego paliwa w źródłach własnych i instalacjach.

§ 9. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych kalkuluje ryczałtowe stawki opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej lub rozdzielczej, z uwzględnieniem podziału na:

- 1) ryczałtowe stawki opłat za budowę przyłącza do sieci przesyłowej lub rozdzielczej, zwane dalej „ryczałtowymi stawkami opłat za przyłącze”,
- 2) ryczałtowe stawki opłat za niezbędną do realizacji przyłączenia budowę lub rozbudowę sieci rozdzielczej, zwane dalej „ryczałtowymi stawkami opłat za rozbudowę sieci”.

§ 10. 1. Ryczałtowe stawki opłat za przyłącze kalkuluje się:

- 1) odrębnie dla sieci przesyłowej i rozdzielczej w zależności od:
  - a) średnicy przyłącza,
  - b) rodzaju materiałów i technologii wykonania,
- 2) na podstawie uzasadnionych kosztów budowy przyłącza wynikających z planowanych nakładów na budowę przyłącza, przy zastosowaniu standardowych elementów przyłącza i jego wykonaniu w warunkach standardowych, wyrażone w złotych na jednostkę długości przyłącza.

2. Do standardowych elementów przyłącza, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zalicza się:

- 1) rurę przewodową, złącze izolacyjne lub połączenia typu polietylen-stal na przyłączu polietylenowym, kurek główny oraz reduktor ciśnienia gazu o przepustowości do 10 m<sup>3</sup>/h, rury ochronne na skrzyżowaniu z innym uzbrojeniem podziemnym – przy budowie przyłącza w sieci rozdzielczej,
- 2) rurę przewodową, złącze izolacyjne, dwa układy zaporowo-upustowe, rury ochronne na skrzyżowaniach z innym uzbrojeniem podziemnym – przy budowie przyłącza w sieci przesyłowej.

3. Do warunków standardowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zalicza się wykonanie przyłącza w wykopie otwartym, teren bez nawierzchni utwardzonej, grunt kategorii III-IV oraz wykonywane ręcznie roboty ziemne.

§ 11. 1. Ryczałtowe stawki opłat za budowę lub rozbudowę sieci kalkuluje się:

- 1) przyjmując, że ustalana na ich podstawie opłata obejmuje tylko niezbędną do realizacji przyłączenia budowę lub rozbudowę sieci rozdzielczej,
- 2) na podstawie uzasadnionych kosztów budowy lub rozbudowy sieci rozdzielczej, wynikających z planowanych nakładów na budowę lub rozbudowę tej sieci przy zastosowaniu standardowych elementów sieci i wykonanie budowy lub rozbudowy w warunkach standardowych, wyrażone w złotych na jednostkę długości sieci rozdzielczej.

2. Do standardowych elementów sieci, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zalicza się rurę przewodową, armaturę odcinającą, rurę ochronną na skrzyżowaniach z innym uzbrojeniem podziemnym – przy rozbudowie sieci rozdzielczej.

3. Do warunków standardowych wykonania budowy lub rozbudowy sieci, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zalicza się wykonanie budowy lub rozbudowy sieci w wykopie otwartym przy użyciu rur ochronnych na skrzyżowaniach z innym uzbrojeniem, w terenie bez nawierzchni utwardzonej, gruncie kategorii III-IV oraz wykonywane ręcznie roboty ziemne.

§ 12. W przypadku gdy realizacja wniosku o przyłączenie wymaga zastosowania innych niż standardowe elementów przyłącza lub sieci rozdzielczej oraz warunków ich realizacji, wysokość opłaty za przyłączenie określa umowa o przyłączenie.



§ 13. 1. W kalkulacji ryczałtowych stawek opłat za przyłączenie uwzględnia się 60% nakładów, o których mowa w § 10 ust. 1 pkt 2, oraz 10% nakładów, o których mowa w § 11 ust. 1 pkt 2.

2. W nakładach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się odpowiednio koszty: prac projektowych, prac geodezyjnych, uzgodnienia dokumentacji, uzyskania pozwolenia na budowę, budowy standardowych elementów przyłącza i sieci, nadzoru budowlanego, robót budowlano-montażowych wraz z niezbędnymi próbami oraz opłaty za zajęcie terenu.

§ 14. Koszty, o których mowa w § 10 ust. 1 pkt 2 i § 11 ust. 1 pkt 2, ustala się na podstawie:

- 1) planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy, lub
- 2) planu zaopatrzenia w paliwa gazowe, o którym mowa w art. 20 ustawy.

§ 15. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala wysokość ryczałtowej opłaty za przyłączenie do sieci gazowej na podstawie ustalonych w taryfie ryczałtowych stawek opłat za przyłączenie, w zależności od:

- 1) mocy umownej i stopnia wykorzystania przepustowości sieci, wyrażonego w przedziale od 0 do 1,
- 2) rodzaju przyłącza i jego długości, wyrażonej w metrach.

2. Stopień wykorzystania przepustowości sieci, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, określony w warunkach przyłączenia, jest równy ilorazowi mocy umownej do maksymalnej mocy, jaką można przesłać rozbudowywaną siecią do odbiorcy.

3. Ryczałtowa opłata za przyłączenie do sieci gazowej stanowi sumę:

- 1) ryczałtowej opłaty za budowę przyłącza do 5 m do sieci rozdzielczej lub do 30 m do sieci przesyłowej,
- 2) ryczałtowej opłaty za budowę przyłącza, stanowiącej iloczyn ryczałtowej stawki opłaty za przyłącze i długości przyłącza,
- 3) ryczałtowej opłaty za budowę lub rozbudowę sieci rozdzielczej, stanowiącej iloczyn ryczałtowej stawki opłaty za budowę lub rozbudowę sieci, długości sieci rozdzielczej niezbędnej do budowy lub rozbudowy i współczynnika określającego stopień wykorzystania przepustowości tej sieci.

4. Ryczałtową opłatę za przyłączenie do sieci rozdzielczej oblicza się według wzoru:

$$ORP = SP + SRP \times Lp + SRS \times Ls \times Ws$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- ORP – ryczałtową opłatę za przyłączenie, wyrażoną w złotych,
- SP – ryczałtową opłatę za budowę przyłącza do 5 m,
- SRP – ryczałtową stawkę opłaty za budowę przyłącza standardowego za każdy metr przyłącza powyżej 5 m,
- Lp – długość przyłącza powyżej 5 m, wyrażoną w metrach,
- SRS – ryczałtową stawkę opłaty za rozbudowę sieci, wyrażoną w złotych za 1 m długości sieci rozdzielczej niezbędnej do budowy lub rozbudowy,
- Ls – długość sieci rozdzielczej niezbędnej do budowy lub rozbudowy, wyrażoną w metrach,
- Ws – współczynnik określający stopień wykorzystania przepustowości sieci.

5. Ryczałtową opłatę za przyłączenie do sieci przesyłowej oblicza się według wzoru:

$$ORP = SP + SRP \times Lp$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- ORP – ryczałtową opłatę za przyłączenie, wyrażoną w złotych,
- SP – ryczałtową opłatę za budowę przyłącza do 30 m,
- SRP – ryczałtową stawkę opłaty za budowę przyłącza standardowego za każdy metr przyłącza powyżej 30 m,

Lp – długość przyłącza powyżej 30 m, wyrażoną w metrach.

§ 16. 1. Ryczałtowa opłata za przyłączenie jest pobierana jednorazowo, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne może, na wniosek przyłączonego podmiotu, rozłożyć opłatę, o której mowa w ust. 1, na raty. Warunki pobierania opłaty w ratach, w tym pokrywania związanych z tym kosztów, określa umowa o przyłączenie.

§ 17. Stawki opłat za usługi przesyłowe kalkuluje się:

- 1) oddzielnie dla sieci przesyłowej i rozdzielczej,
- 2) w sieciach przesyłowych z uwzględnieniem podziału na:
  - a) dystansowe stawki opłat – dla odbiorców, którzy korzystają z prawa do usług przesyłowych,
  - b) dystansowe lub grupowe stawki opłat – dla odbiorców, którzy nie korzystają z prawa do usług przesyłowych,
  - c) w sieciach rozdzielczych, jako grupowe stawki opłat za usługi przesyłowe.

§ 18. 1. Stawki opłat za usługi przesyłowe, o których mowa w § 17, kalkuluje się jako stawki opłaty zmiennej i stawki opłaty stałej, na podstawie uzasadnionych kosztów dostarczania paliwa gazowego dla odbiorców lub grup taryfowych.

2. Stawki opłaty stałej mogą być różnicowane odpowiednio do charakterystyki odbioru paliwa gazowego i potrzeb jego magazynowania.

3. Dla odbiorców przyłączonych do sieci rozdzielczej grupowe stawki opłat za usługi przesyłowe ustala się na podstawie łącznych kosztów, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z przesyłaniem i dystrybucją paliwa gazowego od źródła gazu do odbiorcy.

§ 19. 1. Stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe kalkuluje się na podstawie kosztów zmiennych określonych dla danej grupy taryfowej, w szczególności kosztów:

- 1) zakupu paliw gazowych w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością paliw gazowych wprowadzoną do sieci gazowej a ilością paliw gazowych pobraną z sieci przez odbiorców,
- 2) utrzymania standardów jakościowych dostarczanych paliw gazowych, poprzez zapewnienie niezbędnych rezerw tych paliw i zdolności przesyłowych w źródłach, magazynach i sieciach własnych oraz innych podmiotów.

2. Stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe kalkuluje się na podstawie kosztów stałych określonych dla danej grupy taryfowej, w szczególności kosztów:

- 1) eksploatacji i odtworzenia przyłączy,
- 2) eksploatacji, odtworzenia, modernizacji i rozbudowy sieci gazowej,
- 3) przesyłania paliw gazowych sieciami gazowymi o innych parametrach i sieciami innych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych,
- 4) rezerwowania przesyłania paliw gazowych sieciami gazowymi o innych parametrach i sieciami innych przedsiębiorstw, o których mowa w pkt 3,
- 5) magazynowania paliw gazowych w górotworze,
- 6) budowy i eksploatacji układów pomiarowych oraz wykorzystania infrastruktury technicznej, koniecznych dla zapewnienia dostarczania paliw gazowych.

§ 20. 1. Stawki opłaty zmiennej: dystansowe lub grupowe kalkuluje się na jednostkę paliwa gazowego odbieranego z sieci w miejscu jego dostarczania przez przedsiębiorstwo energetyczne, jako stawki niezależne od odległości przesyłania tego paliwa.

2. Stawki opłaty stałej dystansowej kalkuluje się na jednostkę

mocy umownej i jednostkę długości sieci służącej do przesyłania paliwa gazowego, od miejsca jego pozyskania do miejsca odbioru tego paliwa przez odbiorcę.

3. Stawki opłaty stałej grupowej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej, z zastrzeżeniem § 22 pkt 3.

§ 21. 1. Stawki opłaty stałej za usługi przesyłowe kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów stałych przesyłania i dystrybucji paliwa gazowego, z zastrzeżeniem ust. 3.

2. Stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe kalkuluje się na podstawie uzasadnionych kosztów zmiennych przesyłania i dystrybucji paliwa gazowego, z zastrzeżeniem ust. 3.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne uwzględnia w kalkulacji stawki opłaty zmiennej za usługi przesyłowe część kosztów stałych, w wysokości wynikającej z wymagań określonych w § 33 ust. 1. Wysokość uwzględnianych kosztów może być zróżnicowana dla poszczególnych grup taryfowych.

§ 22. Oplatę za usługę przesyłową:

1) dla stawek dystansowych oblicza się według wzoru:

$$O_{zd} = S_{zd} \times Q + S_{sd} \times M_p \times L$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_{zd}$  – opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,

$S_{zd}$  – stawkę opłaty zmiennej dystansowej, wyrażoną w złotych za 1 m<sup>3</sup> przesłanego paliwa gazowego,

$Q$  – ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,

$S_{sd}$  – stawkę opłaty stałej dystansowej odniesioną do okresu rozliczeniowego, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej i jednostkę długości drogi przesyłania paliwa gazowego,

$M_p$  – moc umowną, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,

$L$  – obliczeniową długość drogi przesyłania paliwa gazowego, obliczaną jako najmniejszą możliwą do świadczenia takiej usługi odległość między miejscem pozyskania i miejscem odbioru tego paliwa, liczoną wzdłuż gazociągów przesyłowych określonych na schemacie sieci przesyłowych przedsiębiorstwa energetycznego, wyrażoną w metrach,

2) dla stawek grupowych, z zastrzeżeniem pkt 3, oblicza się według wzoru:

$$O_g = S_{zg} \times Q + S_{sg} \times M_p$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_g$  – opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,

$S_{zg}$  – stawkę opłaty zmiennej grupowej, wyrażoną w złotych za 1 m<sup>3</sup> przesłanego paliwa gazowego,

$Q$  – ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,

$S_{sg}$  – stawkę opłaty stałej grupowej odniesioną do okresu rozliczeniowego, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej,

$M_p$  – moc umowną, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,

3) dla stawek grupowych w przypadku odbiorców odbierających paliwa gazowe w ilości do 10 m<sup>3</sup>/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy oblicza się według wzoru:

$$O_{cg} = S_{zg} \times Q + S_{sg}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_{cg}$  – opłatę za usługę przesyłową, wyrażoną w złotych,

$S_{zg}$  – stawkę opłaty zmiennej grupowej, wyrażoną w złotych za 1 m<sup>3</sup> przesłanego paliwa gazowego,

$Q$  – ilość przesłanego paliwa gazowego, wyrażoną w metrach sześciennych,

$S_{sg}$  – opłatę stałą grupową odniesioną do okresu rozliczeniowego dla danej grupy taryfowej, wyrażoną w złotych, obliczaną w zależności od nierównomierności dobowej lub godzinowej przesyłania i odbioru paliwa gazowego w sieci rozdzielczej ( $N$ ), ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne – na podstawie średniej charakterystyki odbioru paliwa gazowego dla poszczególnych grup taryfowych, określoną wzorem:  
 $N$  (dobowa) =  $(M \times 365) : Q_R$  – dla nierównomierności dobowej lub  
 $N$  (godzinowa) =  $(M \times 8760) : Q_R$  – dla nierównomierności godzinowej,

w którym:

$M$  – jednakowa dla całej grupy taryfowej obliczeniowa moc odbioru paliwa gazowego, ustalona na podstawie średniej charakterystyki odbioru tego paliwa dla poszczególnych grup taryfowych, wyrażona w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę,

$Q_R$  – ilość przesłanego paliwa gazowego w roku dla danej grupy taryfowej, wyrażona w metrach sześciennych.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych może ustalić w taryfie stawki opłat i zasady obliczania dodatkowych opłat, pobieranych za dodatkowe usługi lub czynności, wykonywane na dodatkowe zlecenia przyłączonego podmiotu.

2. Dodatkowe opłaty, o których mowa w ust. 1, ustala się za:

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania paliwa gazowego,
- 2) sprawdzanie prawidłowości wskazań układu pomiarowego.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych kalkuluje stawki opłat, o których mowa w ust. 1, na podstawie uzasadnionych kosztów realizacji usług lub czynności.

§ 24. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi kalkuluje ustalane w taryfie:

- 1) ceny za paliwa gazowe – na podstawie uzasadnionych kosztów pozyskania paliwa gazowego oraz kosztów własnych związanych z obrotem tym paliwem, wyrażone w złotych za 1 m<sup>3</sup> paliwa gazowego,
- 2) stawki opłat abonamentowych – na podstawie uzasadnionych kosztów świadczenia usług, obejmujących w szczególności: odczytywanie wskazań układów pomiarowych, wystawianie faktur, obliczanie i pobieranie należności za dostarczone paliwo gazowe, a także czynności związane z kontrolą układów pomiarowych, dotrzymywania warunków umów i prawidłowości rozliczeń,
- 3) bonifikaty i opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i warunków umów – na podstawie standardów jakościowych, określonych w odrębnych przepisach.

2. Koszty własne, o których mowa w ust. 1 pkt 1, ustala się na podstawie kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, a w szczególności kosztów:

- 1) obsługi handlowej związanej z obrotem paliwami gazowymi,
- 2) finansowych.

§ 25. 1. W przypadku gdy odbiorca, który nie korzysta z prawa do usług przesyłowych, może być zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej, wówczas ma prawo wyboru jednej z nich.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej nie częściej niż raz na 12 miesięcy.

3. Grupę taryfową, do której odbiorca został zakwalifikowany, oraz warunki jej zmiany określa umowa sprzedaży paliw gazowych.

§ 26. Wyodrębnione w taryfie ceny i stawki opłat dla grup taryfowych mogą być różnicowane z uwzględnieniem podziału roku na okresy czasowe ze względu na uzasadnione koszty dostarczenia paliw gazowych w tych okresach.

§ 27. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania paliw gazowych ustala:

- 1) stawki opłaty zmiennej za usługi magazynowania – na podstawie uzasadnionych kosztów zmiennych, zależnych od ilości paliwa gazowego zatłoczonego do magazynu gazu i odbieranego z tego magazynu,
- 2) stawki opłaty stałej za usługi magazynowania – na podstawie uzasadnionych kosztów stałych zależnych od zamówionej pojemności czynnej magazynu i zamawianej mocy gazu odbieranego z magazynu.

§ 28. 1. Opłatę za usługę magazynowania gazu ziemnego oblicza się według wzoru:

$$O_M = S_{ZZ} \times V_Z + S_{ZO} \times V_O + S_{SV} \times V_C + S_{SM} \times M_M$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $O_M$  – opłatę, wyrażoną w złotych,
- $S_{ZZ}$  – stawkę opłaty zmiennej za zatłoczenie gazu do magazynu, wyrażoną w złotych za 1 m<sup>3</sup> gazu zatłoczonego do magazynu,
- $V_Z$  – ilość gazu zatłoczoną do magazynu, wyrażoną w metrach sześciennych,
- $S_{ZO}$  – stawkę opłaty zmiennej za odbiór gazu z magazynu, wyrażoną w złotych za 1 m<sup>3</sup> gazu odebranego z magazynu,
- $V_O$  – ilość gazu odebraną z magazynu, wyrażoną w metrach sześciennych,
- $S_{SV}$  – stawkę opłaty stałej za zamówioną pojemność czynną magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w złotych za 1 m<sup>3</sup> zamówionej pojemności czynnej magazynu,
- $S_{SM}$  – stawkę opłaty stałej za zamówioną moc odbioru gazu z magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w złotych za jednostkę mocy umownej odbioru gazu z magazynu,
- $V_C$  – zamówioną pojemność czynną magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w metrach sześciennych,
- $M_M$  – zamówioną moc odbioru gazu z magazynu w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w metrach sześciennych na dobę lub w metrach sześciennych na godzinę.

§ 29. 1. Uzasadnione koszty prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe oblicza się dla poszczególnych grup taryfowych na podstawie:

- 1) kosztów pozyskania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami gazowymi, poniesionych w poprzednim roku obrotowym, przed wprowadzeniem nowej taryfy, wynikających z zatwierdzonych sprawozdań finansowych,
- 2) planowanych średnich rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów związanych z realizacją inwestycji w zakresie ochrony środowiska,
- 3) średnich rocznych kosztów:
  - a) współfinansowania przedsięwzięć związanych z rozwojem energetyki niekonwencjonalnej,

b) współfinansowania przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne kształtuje taryfę na podstawie kosztów, o których mowa w ust. 1, w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, w szczególności poprzez dokonywanie zakupów towarów i usług, w tym paliw gazowych, z zachowaniem zasad konkurencji.

3. Koszty, o których mowa w ust. 1 pkt 1, ustala się na podstawie ewidencji kosztów, prowadzonej zgodnie z dokumentacją księgową opisującą przyjęte zasady rachunkowości, określone przepisami o rachunkowości, oraz rzeczywistego wykonania w poprzednim roku obrotowym kosztów stałych i kosztów zmiennych poniesionych przez przedsiębiorstwo energetyczne.

4. Koszty, o których mowa w ust. 1 pkt 2, ustala się na podstawie planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy, jako średnie roczne koszty w okresie objętym planem, wynikające z określonych w tym planie przedsięwzięć, z uwzględnieniem planów zaopatrzenia w paliwa gazowe, o których mowa w art. 20 ustawy.

5. Koszty prowadzenia działalności gospodarczej, w tym koszty modernizacji i rozwoju, ochrony środowiska, współfinansowania przedsięwzięć związanych z rozwojem energetyki niekonwencjonalnej, przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci, które są wspólne dla wszystkich lub kilku grup odbiorców, dzieli się na poszczególne grupy odbiorców zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie energetycznym metodą podziału kosztów.

6. W przypadku przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego różne rodzaje działalności gospodarczej, ponoszone przez to przedsiębiorstwo koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej działalności gospodarczej dzieli się na poszczególne rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie energetycznym metodą podziału kosztów.

7. Metoda podziału kosztów, o której mowa w ust. 5 i 6, powinna być zgodna z wymogami określonymi w § 3.

§ 30. 1. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen i stawek opłat przedsiębiorstwo energetyczne określa cenę wskaźnikową oraz porównywalną cenę wskaźnikową odrębnie dla każdego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej, na którą uzyskało koncesję.

2. Cenę wskaźnikową, o której mowa w ust. 1, dla prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) obrotu paliwami gazowymi – oblicza się jako iloraz rocznych przychodów ze sprzedaży paliwa gazowego, określonych na podstawie cen i stawek opłat obowiązujących w taryfie w danym roku oraz wielkości i struktury sprzedaży w okresie, o którym mowa w § 29 ust. 1 pkt 1, zwanym dalej „rokiem bazowym”, do ilości paliwa gazowego sprzedanego w roku bazowym, z zastrzeżeniem § 32,
- 2) przesyłania i dystrybucji paliw gazowych – oblicza się jako iloraz rocznych przychodów za przesyłanie i dystrybucję paliwa gazowego, określonych na podstawie stawek opłat w obowiązującej taryfie w danym roku oraz wielkości i struktury sprzedaży w roku bazowym, do ilości tego paliwa przesłanego siecią w roku bazowym, z zastrzeżeniem § 32,
- 3) magazynowania paliw gazowych – oblicza się jako iloraz przychodów za magazynowanie paliwa gazowego, określonych

na podstawie stawek opłat obowiązujących w taryfie w danym roku oraz wielkości i struktury sprzedaży w roku bazowym, do pojemności czynnej magazynów w roku bazowym, z zastrzeżeniem § 32.

3. Cena wskaźnikowa na dany rok obowiązywania taryfy nie może być wyższa niż porównywalna cena wskaźnikowa obliczona według wzoru:

$$C_{pn} = C_{pn-1} \times [1 + (RPI - X)/100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$C_{pn}$  – porównywalną cenę wskaźnikową obliczoną na dany rok obowiązywania taryfy,

$C_{pn-1}$  – porównywalną cenę wskaźnikową dla roku poprzedzającego dany rok,

RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych w roku poprzedzającym dany rok obowiązywania taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, wyrażony w procentach,

X – współczynnik korekcyjny, uwzględniający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie działalności gospodarczej, wyrażony w procentach.

4. W pierwszym roku obowiązywania taryfy za  $C_{pn-1}$ , o którym mowa w ust. 3, przyjmuje się cenę wskaźnikową obliczoną w sposób określony w ust. 2 dla wartości uzyskanych przychodów i wielkości sprzedaży w roku bazowym.

§ 31. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych określa, dla każdej grupy taryfowej, średnią cenę sprzedaży.

2. Średnią cenę sprzedaży, o której mowa w ust. 1, oblicza się jako iloraz rocznych przychodów uzyskanych z przesyłania i dystrybucji paliwa gazowego danej grupie taryfowej, ustalonych na podstawie stawek opłat określonych w taryfie dla danego roku oraz wielkości i struktury sprzedaży w roku bazowym, do ilości paliwa gazowego przesłanego siecią gazową danej grupie taryfowej w roku bazowym, z zastrzeżeniem § 32.

3. Wzrost średniej ceny sprzedaży w subsydiowanych grupach taryfowych w danym roku obowiązywania taryfy w stosunku do roku poprzedzającego dany rok nie może być wyższy niż 5 punktów procentowych powyżej wzrostu ceny wskaźnikowej na dany rok dla prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania i dystrybucji paliwa gazowego.

§ 32. W przychodach, o których mowa w § 30 ust. 2 i § 31 ust. 2, nie uwzględnia się przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) dodatkowych,
- 2) za nielegalny pobór paliw gazowych,
- 3) za niedotrzymanie warunków umów.

§ 33. 1. Wzrost opłat ponoszonych przez poszczególnych odbiorców za dostarczone im paliwo gazowe w danym roku obowiązywania taryfy w stosunku do roku poprzedzającego dany rok nie może być wyższy niż 12,5 punktów procentowych ponad średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych w roku poprzedzającym dany rok, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

2. Wysokość opłat ponoszonych przez poszczególnych odbiorców, o których mowa w ust. 1, określa się na podstawie cen i stawek opłat obowiązujących w taryfie w danym roku oraz w ro-

ku poprzedzającym dany rok oraz wielkości i struktury sprzedaży w roku poprzedzającym dany rok.

§ 34. Ustalona przez przedsiębiorstwo energetyczne i zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfa oraz współczynnik korekcyjny X, o którym mowa w § 30 ust. 3, obowiązują od roku do 5 lat, z zastrzeżeniem § 43 ust. 1.

§ 35. W przypadku nowo tworzonego przedsiębiorstwa energetycznego lub podejmowania przez istniejące przedsiębiorstwa nowego rodzaju działalności gospodarczej, w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe, wysokość ceny wskaźnikowej ustala się na podstawie planowanych przychodów i wielkości sprzedaży lub na podstawie analiz porównawczych z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi.

§ 36. 1. W przypadku nielegalnego pobierania paliwa gazowego przez odbiorcę, przedsiębiorstwo energetyczne pobiera podwyższone opłaty w wysokości dwukrotnych cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla danej grupy odbiorców.

2. Podwyższone opłaty, o których mowa w ust. 1, oblicza się dla całego nie objętego przedawnieniem okresu udowodnionego nielegalnego pobierania paliw gazowych.

§ 37. 1. W przypadku gdy paliwa gazowe pobierane są bez zawarcia umowy sprzedaży, za każdą jednostkę tak pobranego paliwa gazowego przedsiębiorstwo energetyczne obciąża pobierającego opłatami za nielegalny pobór w wysokości pięciokrotnych cen i stawek opłat, określonych w taryfie dla odbiorców danej grupy.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, oblicza się dla całego nie objętego przedawnieniem okresu udowodnionego pobierania paliw gazowych.

### Rozdział 3

#### **Zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach**

§ 38. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe na podstawie wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie lub w umowie sprzedaży paliw gazowych:

- 1) u indywidualnych odbiorców w lokalach i odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilościach do 10 m<sup>3</sup>/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – w okresach nie dłuższych niż 12 miesięcy, z zastrzeżeniem ust. 2,
- 2) u odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilościach większych od 10 m<sup>3</sup>/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – co miesiąc.

2. W przypadku gdy dostarczanie paliwa gazowego odbywa się na podstawie umowy sprzedaży zawartej pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a właścicielem lub zarządcą budynku działającym na podstawie umowy o zarządzanie budynkiem, podstawą do ustalania wysokości opłat za dostarczane paliwo gazowe, pobieranych przez właściciela lub zarządcę budynku od indywidualnych odbiorców w lokalach, są wskazania układów pomiarowych zainstalowanych w tych lokalach, a w przypadku braku układów pomiarowych – liczba osób zamieszkujących te lokale.

3. W okresach, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, mogą być pobierane opłaty za paliwa gazowe w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tych paliw.

4. Jeżeli w wyniku wnoszenia opłat na podstawie prognozowanego zużycia, o którym mowa w ust. 3, powstanie nadpłata lub

niedopłata za pobrane paliwo gazowe, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane zawiadomić odbiorców.

5. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobrane paliwo gazowe:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca w terminie określonym w zawiadomieniu, o którym mowa w ust. 4, nie krótszym niż 7 dni od dnia zawiadomienia o nadpłacie, nie żąda jej zwrotu,
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszego rachunku, ustalonego dla najbliższego okresu rozliczeniowego.

§ 39. 1. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub przyjęcia do rozliczeń błędnych odczytów wskazań układu pomiarowego, które spowodowały zawyżenie należności za pobrane paliwo gazowe, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane dokonać korekty uprzednio wystawionych rachunków.

2. Korekta, o której mowa w ust. 1, obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy.

§ 40. Przedsiębiorstwo energetyczne obniża odbiorcy wysokość opłat za świadczone usługi przesyłowe i usługi magazynowania gazu w sieci przesyłowej lub rozdzielczej proporcjonalnie do wielkości ograniczenia mocy umownej i czasu trwania przerwy lub ograniczenia, a w szczególności w przypadku przerw lub ograniczeń wynikających z:

- 1) awarii, zagrożenia wybuchem lub wybuchu,
- 2) zagrożenia pożarem lub pożaru,
- 3) prowadzenia prac związanych z usuwaniem awarii,
- 4) wykonywania planowanych prac konserwacyjnych lub remontowych sieci gazowych,
- 5) prowadzenia prac związanych z przyłączaniem nowych odbiorców lub prac przyłączeniowych w sieci gazowej należącej do przedsiębiorstwa gazowniczego.

§ 41. 1. Odbiorcy przysługują bonifikaty w przypadku:

- 1) ograniczenia ciśnienia dostarczanego paliwa gazowego poniżej wielkości określonych w umowie,
- 2) niespełniania przez paliwo gazowe standardów jakościowych określonych w odrębnych przepisach.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane udzielić lub odmówić udzielenia bonifikaty w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku przez odbiorcę; wysokość bonifikaty określa taryfa

#### Rozdział 4

#### Przepisy przejściowe i końcowe

§ 42. W pierwszej taryfie opracowanej na podstawie niniejszego rozporządzenia przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat może przyjmować poniesione koszty, o których mowa w § 29 ust. 1 pkt 1, oraz przychody i wielkość sprzedaży z okresu ostatnich 12 miesięcy poprzedzających, nie więcej niż o 2 miesiące, miesiąc złożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy.

§ 43. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala pierwszą taryfę na okres jednego roku; taryfa ta może obowiązywać do dnia wejścia w życie nowej taryfy, jednak nie dłużej niż 18 miesięcy.

2. Wzrost średniej ceny wskaźnikowej ustalonej na podstawie taryfy, o której mowa w ust. 1, w stosunku do średniej ceny ustalonej na podstawie ostatnio obowiązującej taryfy nie może przekraczać 11%.

3. Średnią cenę wskaźnikową, o której mowa w ust. 2, oblicza się jako iloraz przychodów uzyskanych łącznie z prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, na które uzyskało koncesje, do wielkości sprzedanego paliwa gazowego.

4. Wzrost opłat ponoszonych przez poszczególnych odbiorców za dostarczone paliwo gazowe, określony zgodnie z § 33, nie może przekroczyć 12,5%.

§ 44. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

## ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW

z dnia 21 grudnia 1999 r.

**w sprawie wprowadzenia, na czas oznaczony, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz paliw gazowych.**

(Dz. U. Nr 105, poz. 1196, z dnia 23 grudnia 1999 r.)

Na podstawie art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126 oraz z 1999 r. Nr 88, poz. 980 i Nr 91, poz. 1042) zarządza się, co następuje:

§ 1. W okresie od dnia 30 grudnia 1999 r. do dnia 15 stycznia 2000 r. na obszarze całego kraju dopuszcza się możliwość wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz paliw gazowych, zwanych dalej „ograniczeniami”, polegających na ograniczeniu maksymalnego:

- 1) godzinowego i dobowego poboru paliw gazowych,
- 2) poboru mocy energii elektrycznej oraz dobowego poboru tej energii.

§ 2. Ograniczenia mogą dotyczyć odbiorców:

- 1) energii elektrycznej o mocy zamówionej przekraczającej 300 kW,
- 2) paliw gazowych pobierających co najmniej 10 000 m<sup>3</sup> na dobę tych paliw.

§ 3. Ograniczenia nie mogą dotyczyć:

- 1) przedsiębiorstw górniczych wydobywających węgiel kamienny i brunatny,
- 2) zakładów wydobywających gaz,
- 3) obiektów technologicznych sieci gazowej,
- 4) obiektów służących bezpieczeństwu lub obronności państwa,
- 5) obiektów zasilających kolejową sieć trakcyjną, urządzeń sterowania i zabezpieczenia ruchu kolejowego,
- 6) podmiotów gospodarczych, które dysponują sieciami telekomunikacyjnymi użytku publicznego oraz stacjami nadawczymi radia i telewizji,

- 7) zakładów opieki zdrowotnej i szpitali,
- 8) banków.

§ 4. Ograniczenia dla:

- 1) energii elektrycznej – określa się w stopniach zasilania od 10 do 20,
- 2) paliw gazowych – określa się w stopniach zasilania od 2 do 10, odpowiednio do możliwych dostaw ze wszystkich dostępnych źródeł.

§ 5. Szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz paliw gazowych określają odrębne przepisy.

§ 6. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 30 grudnia 1999 r.

Prezes Rady Ministrów: *J. Buzek*

## Praktyki monopolistyczne

W dniach 27–28.01.2000 r. odbyła się druga konferencja Urzędu Regulacji Energetyki oraz Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na temat: „Przeciwdziałanie praktykom monopolistycznym w sektorze energetycznym”. Konferencji przewodniczyli prezes URE Leszek Juchniewicz oraz prezes UOKiK Tadeusz Aziewicz.

Na tle pracy obydwu urzędów omówiono problemy związane z ochroną odbiorców paliw i energii (konsumentów). Przedmiotem szczególnego zainteresowania były sprawy wynikające z rozpoczętego procesu wdrażania rynku energii elektrycznej, a także zmiany, których należałoby dokonać w przepisach wykonawczych do prawa energetycznego, związane z budową i finansowaniem przyłączy energetycznych. W trakcie konferencji przedyskutowano również problemy dotyczące skutków wdrażania taryf dla ciepła.

Dyskusja na konferencji uwzględniała te aspekty ochrony odbiorców energii, które wynikają dla przedsiębiorstw z orzecznictwa Sądu Antymonopolowego. Jest to o tyle istotne, że Sąd Antymonopolowy jest organem odwoławczym zarówno od decyzji Prezesa URE, jak i Prezesa UOKiK i mogą być przez niego weryfikowane.

Doroczne spotkania obu Urzędów służą omówieniu problemów związanych z wykorzystywaniem i nadużywaniem pozycji monopolistycznej przedsiębiorstw energetycznych.

## Spotkanie Prezesa URE z prasą sublokalną

12 stycznia br. odbył się w URE briefing dla dziennikarzy czasopism sublokalnych z Warszawy i województwa poświęcony sprawom dotyczącym odbiorców energii elektrycznej, ciepłej i gazu. Spotkaniu, w którym ze strony URE wzięli udział Jadwiga Bodych-Wasilewska, doradca Prezesa, Krystyna Gromczyńska, dyrektor Centralnego Oddziału w Warszawie, Olgierd Szlarczyński, rzecznik prasowy, przewodniczył dr Leszek Juchniewicz, Prezes URE.

Było to pierwsze pilotazowe spotkanie, które rozpoczęło stałą współpracę i działania Urzędu Regulacji Energetyki zmierzające do dotarcia do odbiorców energii i paliw za pośrednictwem lokalnych mediów, od których czytelnicy oczekują przede wszystkim informa-

cji dotyczących warunków bytowania w miejscu zamieszkania, a więc również warunków dostaw energii ciepłej, elektrycznej i paliw itp. Dlatego też udrożnienie tego kanału informacyjnego może stanowić dodatkową możliwość dotarcia z ważnymi dla URE treściami dość szeroko i bezpośrednio do odbiorcy.

Podczas spotkania dziennikarze poruszali zarówno trudne i ważne problemy o charakterze zasadniczym, jak i szczegółowe i drobiazgowo sprawy z zakresu regulacji energetyki, o której ani oni sami, ani tym bardziej ich czytelnicy – jak mówili – niewiele wiedzą. Interesowali się więc zamawianiem zmniejszonej mocy ciepłej, schematami rachunków i zawartymi w nich stałymi składnikami opłat, informacjami o zatwierdzonych taryfach dla poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych, problemami związanymi ze stanem instalacji elektrycznych w budynkach komunalnych, sprawami związanymi z warunkami dostaw energii, bezpieczeństwem tych dostaw oraz kwalifikacjami osób, które nad bezpieczeństwem instalacji i urządzeń energetycznych powinny czuwać itp. Niektórzy chcieliby np. już dziś występować o zmianę dostawcy ciepła czy elektryczności. Pytali więc jak można to załatwić i do kogo w tych sprawach należy się zwracać? Wyrażali spore rozczarowanie, gdy dowiadywali się, że indywidualny odbiorca energii elektrycznej będzie mógł wybierać swego dostawcę dopiero w końcu 2005 roku a ciepła w 2003 roku.

Niezależnie jednak od poziomu wiedzy na tematy związane z regulacją energetyki, wszyscy obecni na briefingu przedstawiciele mediów lokalnych zgodnie podkreślali, że zostali niezwykle pozytywnie zaskoczeni zaproszeniem na spotkanie z Prezesem URE.

– „Prasa sublokalna, to ta, która jest najbliżej konsumentów i odbiorców energii” – stwierdził A. Rogiński, red. naczelny „Południa” – gazety Mokotowa i Ursynowa.

– „To ona najszybciej i najszerszej dociera do mieszkańców naszych osiedli i gmin. Najczęściej też jest pomijana i niedoceniana przez większość administracji i urzędów państwowych i niezauważana przez urzędników. Dlatego też inicjatywa tego spotkania jest dla nas ogromnie cenna i wierzę, że będziemy mogli wzajemnie dla siebie wiele zrobić. Tym bardziej, że nasza prasa zakreśla coraz szersze kręgi swego oddziaływania i że z badań wynika, że perspektywy dla tych czasopism w przyszłości są coraz lepsze” – zakończył swoją wypowiedź red. A. Rogiński.

# SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

**Recykling energetyczny** – proces transformacji materii odpadowej do postaci paliw, z których odzyskuje się część energii zużytej na wyprodukowanie tych wyrobów, które po zużyciu trafiają zasadniczo na wysypisko lub składowisko. W zależności od rodzaju odpadów i użytej technologii można z nich otrzymać stałe (surowe lub przetworzone frakcje palne zawierające w molekułach atomy węgla, nadające się do spalania bezpośrednio lub współspalane z paliwami tradycyjnymi), ciekłe (przede wszystkim metanol, etanol oraz benzyny i oleje otrzymywane w drodze katalitycznego rozkładu tworzyw sztucznych, zwłaszcza poliolefin) lub gazowe (głównie bogaty w metan gaz wysypiskowy powstający w wyniku fermentacji odpadów organicznych oraz otrzymywany w procesie tlenowo – parowej utylizacji odpadów gaz syntezowy, zawierający znaczne ilości wodoru i tlenku węgla) nośniki energii. Recykling energetyczny można prowadzić dla każdej grupy odpadów osobno – wymaga to selektywnej ich zbiórki, segregacji i selekcji lub wykorzystując je w stanie surowym (wymieszane), co jest wygodniejsze i prowadzi do bezpośredniego przetworzenia odpadów na energię cieplną lub elektryczną. W obszarze pojęcia „recykling energetyczny” mieści się także produkcja materiałów termoizolacyjnych z odpadów. Recyklingiem energetycznym można objąć ok. 70% masy odpadów, co prowadziłoby także do redukcji ich uciążliwości środowiskowej i powstania oszczędności w wydatkach publicznych. Ilość energii możliwej do odzyskania z odpadów jest trudna do oszacowania, może jednak mieć znaczący udział w gospodarce państwa.

(R. Sz.)

**Audyt energetyczny** – niezbędne do uzyskania premii termomodernizacyjnej opracowanie określające zakres i parametry techniczne oraz ekonomiczne przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, ze wskazaniem rozwiązania optymalnego, w szczególności z punktu widzenia kosztów realizacji tego przedsięwzięcia oraz oszczędności energii, stanowiące jednocześnie założenia do projektu budowlanego. Audyt energetyczny powinien zawierać: dane oraz ocenę stanu technicznego budynku, lokalnego źródła ciepła, lokalnej sieci ciepłowniczej oraz dane ich właściciela, opis możliwych wariantów realizacji przedsięwzięcia termomodernizacyjnego i wskazanie wariantu optymalnego. Precyzyjny zakres i forma audytu zostały określone w rozporządzeniu Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 30 kwietnia 1999 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy audytu energetycznego oraz algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, a także wzorów kart audytu energetycznego (Dz. U. Nr 46, poz. 459, ze zm.).

(R. Sz.)

**Przedsięwzięcie termomodernizacyjne** – ulepszenie, w wyniku którego następuje: zmniejszenie zużycia energii w budynkach mieszkalnych i budynkach służących do wykonywania przez jednostki samorządu terytorialnego zadań publicznych na potrzeby ogrzewania oraz podgrzewania wody użytkowej, zmniejszenie strat energii w lokalnych sieciach ciepłowniczych oraz zasilających je lokalnych źródłach ciepła, jeżeli zostały podjęte działania mające na celu zmniejszenie zużycia energii dostarczanej do w/w budynków, wykonanie przyłączy technicznych do scentralizowanego źródła ciepła, w związku z likwidacją lokalnego źródła ciepła, w celu zmniejszenia kosztów zakupu ciepła dostarczanego do budynków oraz całkowita lub częściowa zamiana konwencjonalnych źródeł energii na źródła niekonwencjonalne, w tym odnawialne. Przedsięwzięcie termomodernizacyjne, którego podstawą finansowania jest kredyt, a w wyniku którego następują znaczne ograniczenia strat ciepła (w zależności od rodzaju inwestycji minimum osiągniętych oszczędności energii musi przekroczyć poziom od 10 do 25%) może zostać wsparte przez premię termomodernizacyjną, czyli splotę przez Bank Gospodarstwa Krajowego 25% kredytu wykorzystanego na realizację przedsięwzięcia przez inwestora. Na uzyskanie premii termomodernizacyjnej mogą liczyć zarówno inwestorzy indywidualni, jak i instytucjonalni. Jej

udzielenie jest jednak warunkowane przedłożeniem audytu energetycznego. Kwota kredytu udzielonego na realizację przedsięwzięcia termomodernizacyjnego nie może przekraczać 80% jej kosztów, a okres jego spłaty nie może być dłuższy niż 7 lat. Dokładne zasady kredytowania przedsięwzięć termomodernizacyjnych z możliwością uzyskania premii termomodernizacyjnej są regulowane przez ustawę z dnia 18 grudnia 1998 r. o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych (Dz. U. Nr 162, poz. 1121). Oprócz oszczędności energii dodatkowe korzyści wypływające z termomodernizacji to poprawa mikroklimatu i komfortu życia w ogrzewanych pomieszczeniach oraz zmniejszenie ryzyka uszkodzenia struktury budynków, gdyż w następstwie termomodernizacji poprawiają się ich parametry eksploatacyjne. Obniżone zapotrzebowanie na energię przyczynia się automatycznie do zmniejszenia emisji zanieczyszczeń powstających w procesie wytwarzania ciepła (spaliny, pyły, odpady). W związku z tym inwestorzy podejmujący przedsięwzięcia termomodernizacyjne mogą ubiegać się o kredyty preferencyjne i dotacje w instytucjach udzielających pomocy finansowej na cele proekologiczne.

(R. Sz.)

**Efekt cieplarniany** – zjawisko globalnego ocieplenia klimatu spowodowane długotrwałą zwiększoną koncentracją w atmosferze tzw. gazów cieplarnianych (dwutlenek węgla, metan, podtlenek azotu, freony, halony, sześciofluorek siarki i inne; do tej grupy gazów można także zaliczyć parę wodną, której potencjalny wpływ na zjawisko efektu cieplarnianego jest dwukrotnie silniejszy, niż dwutlenku węgla.) Gazy cieplarniane zatrzymują w dolnych warstwach atmosfery znaczną część wypromieniowywanego z Ziemi ciepła (włóčne promieniowanie podczerwone) i emitują je częściowo z powrotem w kierunku powierzchni Ziemi, uniemożliwiając w ten sposób jego całkowitą ucieczkę w przestrzeń kosmiczną. Prowadzi to do podgrzania atmosfery i w konsekwencji powierzchni planety. Niektóre obliczenia oparte na istniejących modelach klimatycznych wskazują, że przy obecnych trendach emisji gazów cieplarnianych w ciągu najbliższych 100 lat średnia temperatura powietrza może się podnieść o 1,5 – 4,5 °C. Taka sytuacja może spowodować topnienie lodowców na obszarach podbiegunowych i – co za tym idzie – znaczne podwyższenie poziomu wody w morzach i oceanach. Aktualnie wzrasta jednak liczba naukowców odnoszących się sceptycznie co do istnienia tego zjawiska. Wg raportu IPCC dokładność stosowanych modeli klimatycznych stoi pod znakiem zapytania, a ich wyniki powinno się traktować z dużą rezerwą. Ilość gazów cieplarnianych emitowanych do atmosfery w wyniku działalności ludzkiej pozostaje na bardzo niskim poziomie w stosunku do emisji naturalnych (erupcje wulkanów, parowanie wody z naturalnych zbiorników, emisja gazu błotnego itd.) W ostatnich 50 latach nie zaobserwowano poważnych globalnych zmian klimatycznych (udokumentowane jest to również przez 20 – letnie pomiary satelitarne), a niektóre zauważone zjawiska były dokładnie przeciwnie prognozowanym. Istnieją także emisje przeciwdziałające efektowi cieplarnianemu, np. dwutlenek siarki tworzy w atmosferze aerozole kwasu siarkawego i siarkowego, sprzyjające powstawaniu chmur, które odbijając promieniowanie słoneczne powodują efekt ochłodzenia. Podobne działanie mogą wywoływać zawieszone w atmosferze cząstki stałe, np. gwałtowna emisja pyłów (a także dwutlenku siarki) w wyniku erupcji wulkanu Mt. Pinatubo spowodowała przez dwa kolejne lata obniżenie temperatur światowych o ponad 1 °C.

(R. Sz.)

**Mała elektrownia wodna (MEW)** – elektrownia wykorzystująca do produkcji energii elektrycznej energię kinetyczną spadającej lub płynącej wody, o mocy zainstalowanej do 5 MW. MEW w odróżnieniu od dużych elektrowni wodnych charakteryzują się (z reguły) niewielką ingerencją w środowisko naturalne i większym stopniem bezpieczeństwa.

(R. Sz.)



**URE**  
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI