

NR 3
2003

2 maja 2003

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze:

- **Sprawozdanie z działalności
Prezesa URE – 2002**

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

1. Oddział Centralny w Warszawie

(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00-099 Warszawa

tel. (0-prefix 22) 828-02-31 (33)
fax (0-prefix 22) 828-02-37
e-mail: warszawa@ure.gov.pl

2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie

(obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie)
ul. Mickiewicza 41
70-383 Szczecin

tel. (0-prefix 91) 484-40-21 w. 224
fax (0-prefix 91) 484-40-21 w. 224
e-mail: szczecin@ure.gov.pl

3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku

(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
Al. Jana Pawła II 20
80-462 Gdańsk

tel. (0-prefix 58) 340-90-02 (03)
fax (0-prefix 58) 346-83-86
e-mail: gdansk@ure.gov.pl

4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

(obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie)
ul. Grunwaldzka 1
60-780 Poznań

tel. (0-prefix 61) 865-77-82
fax (0-prefix 61) 856-13-12
e-mail: poznan@ure.gov.pl

5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

(obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie)
ul. Garbarska 20
20-340 Lublin

tel. (0-prefix 81) 743-85-30 (09)
fax (0-prefix 81) 743-92-91
e-mail: lublin@ure.gov.pl

6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi

(obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie)
ul. Uniwersytecka 2/4
90-137 Łódź

tel. (0-prefix 42) 639-24-40
fax (0-prefix 42) 639-24-50
e-mail: lodz@ure.gov.pl

7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

(obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie)
ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49-57
50-032 Wrocław

tel. (0-prefix 71) 780-38-28 (29)
fax (0-prefix 71) 780-38-05
e-mail: wroclaw@ure.gov.pl

8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach

(obszar działania – woj. śląskie)
ul. Owocowa 6 a
40-198 Katowice

tel. (0-prefix 32) 258-76-91
fax (0-prefix 32) 258-64-77
e-mail: katowice@ure.gov.pl

9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

(obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie)
ul. Rynek Dębnicki 10
30-319 Kraków

tel. (0-prefix 12) 269-46-81 (82, 83)
fax (0-prefix 12) 269-46-80
e-mail: krakow@ure.gov.pl

Szanowni Czytelnicy!

W bieżącym numerze Biuletynu, zgodnie z art. 24 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawiamy pełny tekst złożonego Ministrowi Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej „Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2002 r.”.

Tegoroczne sprawozdanie różni się od publikowanych wcześniej – bardziej szczegółowo i dogłębnie próbuje przybliżyć rolę regulatora energetyki nie tylko ukazując zadania, jakie wypełnia z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, ale także przedstawiając widoczne pozytywne efekty działalności regulacyjnej, jej najbardziej odczuwalne efekty.

Nowym kierunkiem działalności regulatora staje się obecnie monitorowanie rozwoju rynku energii, wymagające podejmowania stosownych działań, odnoszących się do wszystkich elementów rynku – od wytwarzania energii elektrycznej poprzez jej przesył i dystrybucję do odbiorcy końcowego. Monitorowanie to jest bowiem konieczne w aspekcie jednego z najistotniejszych zadań regulatora – promowania konkurencji.

Jednym z podstawowych celów niniejszego sprawozdania było przedstawienie przesłanek budowy konkurencyjnych rynków energii: jakimi instrumentami promowania konkurencji i regulacji oraz narzędziami kreowania zachowań rynkowych dysponuje regulator i jak kontroluje działalność funkcjonujących na rynkach przedsiębiorców.

Całkowicie nowym elementem sprawozdania jest rozdział III, który prezentuje współdziałanie regulatora z innymi organami państwa. Zachęcamy szczególnie do lektury podrozdziałów traktujących o kontroli działalności Prezesa URE zarówno ze strony Sądu Antymonopolowego, jak i NIK. To niewątpliwie ważny aspekt sprawozdania, bowiem nikt, kto działa aktywnie, nie robi zwykle tego w sposób perfekcyjny. Tak więc potrzebna jest ocena i recenzja działań Prezesa URE, stanowi ona też istotne źródło inspiracji dla doskonalenia działań podejmowanych przez Prezesa i jego urząd. Ale też nie każdy kontroler jest onnipotentny i posiada wyłączność na wiedzę. Widać to chociażby w ocenach sformułowanych przez NIK. Wnioski i zalecenia pokontrolne pokazują wyraźnie, jak nadal duże są trudności w dokładnym zrozumieniu działalności regulatora i jak błędnie interpretowane jest pojęcie „regulacja”.

W ubiegłym roku zmieniona została struktura organizacyjna urzędu, o czym dokładniej traktuje rozdział IV sprawozdania. Nawiązując do tej zmiany, w bieżącym numerze biuletynu publikujemy „Regulamin organizacyjny Urzędu Regulacji Energetyki” wychodząc z założenia, że nie tylko regulacja winna być maksymalnie przejrzysta, ale także komunikacja pomiędzy urzędem i każdym potencjalnym zainteresowanym kontaktem z nim.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie	2
Część I.	
Realizacja ustawowych obowiązków Prezesa URE	5
Część II.	
Działalność Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych	61
Część III.	
Regulator a inne organy państwa	149
Część IV.	
Funkcjonowanie urzędu	168
Podsumowanie	175
Informacje i komunikaty	180

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

Skład, łamanie, organizacja druku i kolportaż: Zakład Wydawnictw i Nagrań, ul. Konwiktorska 9, 00-216 Warszawa, tel. 831 22 71 w. 254, 831 85 06, fax 635 34 90

Oddano do druku 22 kwietnia 2003 r. Nakład: 2250 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15

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 581010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

www.ure.gov.pl

SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE W 2002 R.

WPROWADZENIE

Jednym z podstawowych celów, jakie nakreślił twórca Prawa energetycznego¹⁾, jest zapewnienie rozwoju konkurencji na rynkach energii i paliw, w tym przeciwdziałanie negatywnym skutkom tzw. monopolu naturalnych²⁾. Na całym świecie przedsiębiorstwa energetyczne nader często działają w warunkach monopolu, ale tylko w części obejmującej działalność sieciową monopol ten ma charakter monopolu naturalnego. Nieobecność konkurencji w energetyce rodzi wiele negatywnych konsekwencji, z których najistotniejszą jest zaniechanie obiektywnej racjonalizacji działań wynikające z braku mechanizmów efektywnej alokacji kapitału i pracy oraz arbitralne stanowienie cen obarczające odbiorców energii skutkami niegospodarności.

Polityczna wola poprawy efektywności funkcjonowania sektora energetycznego mająca skutkować względną obniżką cen energii przy zachowaniu pewności i bezpieczeństwa dostaw energii stała się motorem liberalizacji i dopuszczenia konkurencji w energetyce. Konieczne do tego było nowoczesne prawo umożliwiające stosowanie wyspecjalizowanej regulacji – różne mechanizmy i narzędzia – służącej tworzeniu warunków sprzyjających pojawieniu się konkurencji w energetyce. W ramach administracji państwowej ustanowiono w tym celu autonomiczną instytucję regulacyjną. Towarzyszy temu wzmacnianie roli instytucji antymonopolowych, i to zarówno w zakresie władzy wykonawczej, jak i w zakresie władzy sądowniczej.

Kryteria istnienia rynku konkurencyjnego, a właściwie – zgodnie ze znowelizowanym Prawem energetycznym – kryteria działania w warunkach konkurencji są

następujące: odpowiednia (duża) liczba uczestników (po stronie zarówno dostawców, jak i odbiorców), przejrzystość struktur i zasad funkcjonowania, równe prawa uczestników, łatwy dostęp do informacji rynkowej, skuteczna kontrola i zabezpieczenie przed wykorzystaniem pozycji ograniczającej konkurencję. Ponadto muszą być ograniczone bariery wejścia na rynek i wyjścia z rynku dla poszczególnych potencjalnych jego uczestników. Ostatnim, acz niezwykle ważnym warunkiem umożliwienia konkurencji na rynkach energii jest dostępność wysoko wydajnych technologii.

Obowiązujące w Polsce Prawo energetyczne i wydane na jego podstawie akty wykonawcze zawierają kilka instrumentów promowania konkurencji i ochrony przed skutkami monopolu. Można do nich zaliczyć poddanie przedsiębiorstw energetycznych procedurom koncesyjnym, co oznacza zastrzeżenie przez państwo kontroli dostępu do rynku poprzez obowiązek uzyskania zgody (w postaci koncesji) na prowadzenie działalności. W ten sposób weryfikowana jest wiarygodność przedsiębiorców wchodzących na rynek energii.

Kluczowym instrumentem regulacji jest zatwierdzenie taryf przedsiębiorstw energetycznych wraz z wymogiem prowadzenia ksiąg rachunkowych według standardów zapewniających przejrzystość kosztów i eliminację tzw. subsydiowania skrośnego. Z zatwierdzeniem taryf ściśle wiąże się stworzenie mechanizmów długookresowego planowania energetycznego i uzgadniania planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych.

Regulator dysponuje potężnym narzędziem kreowania zachowań rynkowych – uprawnieniem do zwalniania przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, o ile stwierdzi, iż działają one w warunkach konkurencji. Tym samym w szczególnych sytuacjach regulacja polega na ciągłym monitorowaniu rynków i obserwacji zachowań jego uczestników. Szeroko rozumiana kontrola działalności funkcjonujących na rynkach przedsiębiorców pozwala regulatorowi na ingerencję poprzez przywrócenie obowiązku zatwierdzenia taryf lub, w przypadku zaistnienia nieprawidłowości, wymierzanie kar. Ponadto, pełniąc rolę arbitra, regulator rozstrzyga spory między poszczególnymi uczestnikami rynku, w szczególności między dostawcami a odbiorcami.

Wymienione powyżej zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliw i energii oraz promowania konku-

1) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. 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, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984, Nr 129, poz. 1102 i Nr 135, poz. 1144).

2) Kategoria monopolu naturalnego dotyczy: monopolu zasobowego, polegającego na wyłączności dostępu do zasobów rzadkich, nieodnawialnych i niemających substytutów, lub monopolu produkcji, gdy dany dostawca, wykorzystując korzyści skali, może dostarczać towary lub usługi po najniższych kosztach. Korzyści takie występują zwłaszcza w tzw. sektorach sieciowych infrastruktury, gdzie aż do pełnego obciążenia sieci możliwe jest dowolne zwiększenie świadczeń przy nieznacznym tylko wzroście kosztów.

rencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE). Przepisy ustawy – Prawo energetyczne stanowią, iż Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii.

Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE, sformułowanych w art. 23 ust. 2 ustawy, należy w szczególności:

- 1) udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne, w tym:
 - a) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
 - b) ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej,
 - c) ustalanie okresu obowiązywania współczynnika korekcyjnego, o którym mowa w lit. b,
- 3) zatwierdzanie i kontrolowanie cen węgla brunatnego na zasadach określonych w art. 48 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie, o którym mowa w pkt 2 – do czasu nowelizacji dokonanej ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144),
- 4) uzgadnianie projektów planów, o których mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne,
- 5) kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- 6) rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- 7) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 8) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- 9) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 10) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej,
- 11) kontrola kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54.

Organ regulacyjny w osobie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki powołany został w celu wdrożenia i nadzorowania procesu liberalizacji rynków energii. Jego powstanie łączy się ściśle z tworzeniem europejskiego rynku energii – dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, poprawy konkurencyjności gospodarki oraz

ochrony środowiska przed negatywnymi skutkami oddziaływania procesów energetycznych – i wynika z priorytetów polityki rządu RP. Do najważniejszych bowiem zadań kolejnych polskich rządów od początku lat 90., bez względu na opcję polityczną, należało wprowadzenie Polski do Unii Europejskiej a utworzenie URE sprzyja, m.in. ujednoczeniu rozwiązań w dziedzinie regulowania energetyki i przyjęciu odpowiednich po temu standardów UE. W warunkach polskich Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej; sposób jego powoływania oraz zakres kompetencji określone zostały w ustawie – Prawo energetyczne, która tworzona była ze szczególnym uwzględnieniem zgodności z prawem Unii Europejskiej, m.in. z Dyrektywą nr 96/92/EC. Z dniem 1 stycznia 2003 r. weszła w życie kolejna nowelizacja ustawy, której celem była dalsza harmonizacja polskiego prawa z prawem Unii Europejskiej, w tym z przepisami Dyrektywy nr 98/30/EC (tzw. „dyrektywy gazowej”) z 1998 r.

Podstawowe regulacje prawne, tj. Dyrektywa nr 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku elektroenergetycznego oraz Dyrektywa nr 98/30/EC dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu nakazują krajom członkowskim Unii *wyznaczenie kompetentnej władzy, niezależnej od stron, o uprawnieniach do rozstrzygania sporów oraz wprowadzenie sprawnych mechanizmów regulacji, kontroli i przejrzystości*, aby uniknąć wszelkich nadużyć pozycji dominującej, w szczególności na szkodę konsumentów.

Zapisy zawarte w prawie wspólnotowym implemowały do krajowych systemów prawnych wszystkie kraje członkowskie UE oraz kraje ubiegające się o członkostwo, w tym także Polska. W procesie wdrażania postanowień ww. dyrektyw państwa UE oraz państwa do niej przystępujące powołały organy odpowiedzialne za regulację sektorów energetycznych. W zdecydowanej większości przypadków przyjęto to samo rozwiązanie organizacyjne co w Polsce, czyli powołanie niezależnego regulatora. Urzędy analogiczne istnieją także w Stanach Zjednoczonych (federalny i stanowe), Australii i innych państwach.

Tabela 1 ilustruje zakres kompetencji oraz środki, jakimi dysponują europejskie instytucje regulacyjne, w tym także w Polsce.

We wszystkich państwach członkowskich UE – z wyjątkiem Niemiec – powołany został odrębny urząd regulatora, wyposażony w kompetencje zgodnie z zapisami dyrektyw. Stopień niezależności regulatora jest zróżnicowany, w szczególności widoczne jest to w procesie zatwierdzania taryf. Pełną niezależność i bardzo szerokie uprawnienia regulacyjne ma regulator w Wielkiej Brytanii, która uchodzi za najbardziej konkurencyjny rynek energii w Europie. W Hiszpanii z kolei regulator pełni jedynie funkcje doradcze.

Niektóre tylko państwa członkowskie zdecydowały się na powierzenie regulatorowi funkcji udzielania koncesji (Finlandia, Irlandia, Wielka Brytania). W więk-

Tabela 1. Zakres kompetencji europejskich instytucji regulacyjnych

	Ex ante /Ex post	Warunki dostępu do sieci	Rozstrzygnięcie sporów	Koncesje
Austria	Ex ante	R(elektr.)/R(gaz)	R/R	H/H
Belgia	Ex ante	R/R	R/R	M/M
Dania	Ex post	R/R	R/R	M/M
Finlandia	Ex post	R/R	R/R	H/R
Francja	Ex ante	M/b.r.	R/b.r.	M/b.d.
Niemcy	b.r.	N/N	K/K	M i WL/M
Grecja	Ex ante	M/b.r.	R/b.r.	M/M
Irlandia	Ex ante	R/R	R/R	R/M
Włochy	Ex ante	R/R	R/R	M/M
Luksemburg	Ex ante	M i R	R/R	M/M
Holandia	Ex ante	R/H	K/K	M/M
Portugalia	Ex ante	R/b.r.	R/b.r.	M/M
Hiszpania	Ex ante	M/M	R/R	M/M
Szwecja	Ex post	R/R	R/R	H/M
Wielka Brytania	Ex ante	R/R	R/R	R/R
Polska	Ex ante	R/R	R/R	R/R

R – odpowiedzialny regulator, M – odpowiedzialny minister, K – odpowiedzialny organ antymonopolowy, N – nieregulowany, WL – odpowiedzialne władze lokalne, H – hybrydowy, b.r. – brak regulatora, b.d. – brak danych.

Źródło: „Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market” Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels, 1/10/2002.

szości państw członkowskich koncesje udzielane są przez odpowiednich ministrów lub władze lokalne (tak jest w przypadku Niemiec).

W przypadku zatwierdzania taryf i ustalania warunków dostępu do sieci funkcjonują zasadniczo dwa systemy: ex ante i ex post, przy czym należy zauważyć, że w większości krajów, podobnie jak w Polsce, stosowana jest regulacja ex ante. Nie wszyscy regulatorzy zostali wyposażeni w kompetencje do zatwierdzania taryf. W Hiszpanii regulator przedstawia propozycje właściwemu ministrowi, który zatwierdza taryfy. W Niemczech ze względu na funkcjonowanie modelu negocjowanego dostępu do systemu wysokość opłaty przesyłowej oraz warunki dostępu są bezpośrednio negocjowane przez zainteresowane strony. Nie stoi to w sprzeczności z zapisami dyrektyw, które nakładają obowiązek wyznaczenia „władzy” wyposażonej w kompetencje do rozstrzygnięcia sporów oraz w prawo dostępu do sprawozdań finansowych przedsiębiorstw wytwórczych, przesyłu lub dystrybucji. Dyrektywy nakładają też obowiązek stworzenia sprawnych mechanizmów regu-

lacji, kontroli i przejrzystości, aby uniemożliwić przedsiębiorstwom nadużywanie pozycji dominującej. Wszędzie, poza Francją, Niemcami, Hiszpanią i Grecją, regulator określa również warunki dostępu do systemu przesyłowego.

Wszyscy regulatorzy mają uprawnienia w zakresie kontroli przestrzegania obowiązku prowadzenia odrębnych kont dla każdego rodzaju działalności. Dodatkowo we Włoszech regulator wyposażony jest w uprawnienie do ustalania zasad rozdziału poszczególnych rodzajów działalności (ang. *unbundling* – dosłownie „rozszplanie”).

Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki jest dr Leszek Juchniewicz, pełniący funkcję od początku istnienia tego stanowiska, tj. od 23 czerwca 1997 r. (powołany na drugą kadencję przez prezesa Rady Ministrów 23 czerwca 2002 r.), Wiceprezesem – Wiesław Wójcik, od 1 kwietnia 1998 r., zaś regionalnymi (lokalnymi) regulatorami są dyrektorzy oddziałów terenowych, imiennie wymienieni w części II sprawozdania.

Część I. REALIZACJA USTAWOWYCH OBOWIĄZKÓW PREZESA URE

1. Przesłanki budowy konkurencyjnych rynków energii

W ślad za ustrojowymi przemianami społeczno-politycznymi od początku lat 90. dokonuje się w Polsce przestawienie gospodarki na zasady rynkowe. Program zmian ustrojowo-systemowych w gospodarce obejmuje wszystkie dziedziny, a więc również reformę sektora energetycznego. Wejście w życie ustawy – Prawo energetyczne stanowiło punkt zwrotny reformy, oznaczało nową filozofię postrzegania energetyki i wprowadzało szereg nowych dla sektora energetycznego mechanizmów działania. Podstawową zmianą jest wprowadzenie do energetyki, początkowo ograniczonych, stosunków umownych między dostawcami a odbiorcami jako podstawy zaopatrzenia w energię. W praktyce oznacza to, iż energetyka przestaje się rządzić swoimi prawami, a jej funkcjonowanie jest wkomponowane w istniejący system prawa powszechnego, dostawcy działają na zasadach określonych w Kodeksie spółek handlowych i ustawie o rachunkowości, a transakcje dokonywane są zgodnie z przepisami Kodeksu cywilnego. Stopniowe znoszenie ograniczeń w miarę „dojrzenia” uczestników rynku doprowadzi do powstania w pełni konkurencyjnego rynku energii, a tam, gdzie z przyczyn technologicznych jest to niemożliwe, namiastkę konkurencji stanowić będzie regulacja. Doświadczenie wskazuje, iż najlepszym sposobem regulacji procesów produkcji, podziału, wymiany i konsumpcji jest mechanizm rynkowy, którego istotę stanowi swobodny wybór uczestników działania gospodarczego i konkurencja między nimi. Powstawanie rynku jest procesem długotrwałym, złożonym i ma charakter żywiołowy. Regulator może go jedynie wspomagać, tworząc poprzez promowanie konkurencji realne przesłanki jego zaistnienia, będące wypadkową przepisów prawa, decyzji politycznych, ekonomicznych i administracyjnych. Sprawne funkcjonowanie rynku zależy od instytucji i infrastruktury prawno-funkcjonalnej.

Przy tych założeniach zasadne stają się pytania: jaki docelowy model rynku (rynków) energii jest pożądany i możliwy do zbudowania w specyficznych warunkach Polski oraz jakie potencjalne scenariusze do niego prowadzą. Prezes URE przedstawił swój głos w dyskusji na temat modelu rynku, publikując pod koniec 2001 r.¹⁾ w ramach Biblioteki Regulatora opracowanie mające na celu uporządkowanie i usystematyzowanie podstawowych pojęć, problemów i koncepcji związanych z powstawaniem rynku energii.

1) „Jaki model rynku energii?”, praca zbiorowa pod redakcją Marka Okólskiego, wyd. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, listopad 2001 r.

Rok 2002 był zatem w działaniach regulatora okresem konsekwentnej realizacji strategii wdrażania i nadzorowania procesu liberalizacji rynków energii, w podziale na tradycyjne podsektory: elektroenergetykę, ciepłownictwo i gazownictwo, z uwzględnieniem specyfiki każdego z nich. Tak jak w poprzednich latach, misja Prezesa URE podlegała ewolucji, dlatego konieczne były dynamiczne zmiany dostosowujące instrumenty wykorzystywane do jej realizacji. Wpływ na ten proces, oprócz zmian w obowiązujących przepisach, miały sytuacje w sektorze energetycznym i jego społeczno-politycznym otoczeniu, makroekonomiczne relacje w gospodarce, coraz bogatsze doświadczenia regulacyjne oraz perspektywa bliskiego wstąpienia do Unii Europejskiej.

Umieszczenie promowania konkurencji wśród zadań Prezesa URE określonych w art. 21 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne zbieżne było z zasadami określonymi w Dyrektywie UE nr 96/98 (art. 6a). W przyjętym 2 kwietnia 2002 r. dokumencie „Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.” zawarto zobowiązanie polegające na doskonaleniu przez rząd RP dotychczasowej polityki regulacyjnej poprzez koncentrację działań instytucji rządowych oraz na jednoczesnej liberalizacji zasad funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i eliminowaniu niejednoznaczności regulacyjnych. Zobowiązanie to oznacza dążenie do ograniczenia ingerencji państwa w działalność jak największych obszarów sektora elektroenergetycznego.

Na działania na rzecz promowania konkurencji składają się zarówno postępowania administracyjne w sprawach doraźnych wszczętych na wniosek strony, jak i działania długofalowe związane z monitorowaniem powstawania i funkcjonowania rynków energii, ich mechanizmami, korzyściami i zagrożeniami, a także tendencjami długookresowymi i prognozowaniem skutków przyjętych rozwiązań systemowych. W 2001 r. w URE została przygotowana koncepcja systemu monitorowania rynku energii, oparta na systemie alertowym. Zadanie to realizowane jest szczególnie poprzez:

- 1) badanie rynków energii pod kątem spełniania kryteriów uznania ich za rynek konkurencyjny i rozpatrywanie wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia,
- 2) monitorowanie funkcjonowania rozwiązań rynkowych w energetyce, zwłaszcza Rynku Bilansującego, rynków lokalnych oraz Giełdy Energii,
- 3) monitorowanie realizacji obowiązku świadczenia usług przesyłowych (zasada TPA, ang. *Third Party Access*) i rozpatrywanie spraw spornych w zakresie świadczenia usług przesyłowych.

2. Rynek energii elektrycznej

2.1. Regulacja elektroenergetyki, model rynku

Sektor elektroenergetyczny jest najbardziej zaawansowany w procesie wdrażania mechanizmów konkurencji. Pierwsze oznaki odchodzenia od rynku „jednego nabywcy” (ang. *single buyer*), którego funkcję pełniły Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, poprzez zawieranie kontraktów dwustronnych między wytwórcami a podsektorem dystrybucji pojawiły się już w pierwszym roku po wejściu w życie ustawy – Prawo energetyczne. W tym pierwszym etapie regulacji elektroenergetyka, formalnie już podzielona na podsektory wytwarzania, przesyłania i dystrybucji, została poddana ścisłemu reżimowi taryfowemu. Pozwoliło to z jednej strony regulatorowi na rozpoznanie struktury i poziomu kosztów przedsiębiorstw energetycznych w poszczególnych podsektorach, z drugiej zaś przygotowało same przedsiębiorstwa do rozdziału kosztów. W przywołanej powyżej publikacji „Jaki model rynku energii?” wskazano, iż polski sektor elektroenergetyczny zmierza w kierunku modelu rynku zdecentralizowanego, którego podstawę działania tworzą Giełda Energii, operator systemu przesyłowego, pełniący jednocześnie funkcję operatora Rynku Bilansującego, oraz operatorzy handlowi i handlowo-techniczni. Hurtowy obrót energią odbywa się w trzech zasadniczych segmentach:

- kontraktowym, w którym obrotu dokonuje się w formie umów zawieranych bezpośrednio z uczestnikami rynku,
- giełdowym, w którym obrót następuje w formie transakcji i kontraktów zawieranych na giełdzie energii (od lipca 2000 r. działa Giełda Energii SA, na której transakcje prowadzone są w warunkach konkurencji²⁾),
- bilansującym, w którym operator systemu przesyłowego bilansuje różnicę pomiędzy popytem a bieżącym popytem na energię elektryczną, korzystając z ofert bilansujących (przyrostowych i redukcyjnych).

Model rynku zdecentralizowanego najlepiej sprzyja rynkowej optymalizacji sposobu pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną.

Kolejnym krokiem w zakresie wdrażania mechanizmów konkurencyjnych było zwolnienie przez Prezesa URE przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej i obrót nią z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia³⁾ z 1 lipca 2001 r. Prezes URE skorzystał tu z uprawnienia określonego w art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, stwierdzając, że w zakresie objętym taryfą dzia-

lają one na rynku konkurencyjnym (po nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, od 1 stycznia 2003 r., kryterium tego zwolnienia jest działanie w warunkach konkurencji). Zwolnienie to dotyczyło przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej i obrotem nią z wyłączeniem:

- przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła – w odniesieniu do energii objętej obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r.,
- operatora systemu przesyłowego – w odniesieniu do minimalnych ilości energii określonych w jego taryfie,
- przedsiębiorstw energetycznych posiadających jednocześnie koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej – w odniesieniu do energii sprzedawanej odbiorcom końcowym przyłączonym bezpośrednio do sieci tych przedsiębiorstw.

W związku z tym zwolnieniem sprzedaż energii elektrycznej przez elektrownie i przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną (poza energią objętą kontraktami długoterminowymi) jest tym segmentem rynku, w którym, w ograniczonym ustawami zakresie, panuje konkurencja. Prezes URE nie ingeruje bezpośrednio w ceny na tym rynku – poprzez zatwierdzanie taryf przedsiębiorstwom wytwórczym i obrotu. Jednak wpływa na kształtowanie cen w sposób pośredni: poprzez zatwierdzanie taryf spółek dystrybucyjnych i tym samym kontrolowanie ich kosztów, w tym kosztów zakupu energii od wytwórców oraz poprzez zachowane uprawnienie do zatwierdzania cen energii elektrycznej dla elektrociepłowni. Dane dotyczące zakupu energii elektrycznej przez spółki dystrybucyjne na wolnym rynku są zbierane i analizowane w celu określenia zasad uznawania kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności energetycznej w postępowaniach administracyjnych w sprawach o zatwierdzanie taryf spółek dystrybucyjnych i PSE SA. Przyjmowane przez Prezesa URE zasady uznawania kosztów zakupu energii na wolnym rynku powodują, że w interesie spółek dystrybucyjnych jest poszukiwanie jak najtańszych dostawców energii. Ceny zakupu na wolnym rynku realizowane przez poszczególne spółki dystrybucyjne są dość zbliżone, choć nie identyczne, co wynika z różnic w działalności (różnica w wielkości zapotrzebowania odbiorców, wielkości samej spółki itp.) poszczególnych spółek.

Konsekwencją odejścia od taryfowania wytwórców energii elektrycznej było uruchomienie przez operatora systemu przesyłowego od 1 września 2001 r. dobowo-godzinowego Rynku Bilansującego i wprowadzenie nowych zasad obrotu energią, które miały dostosować zasady handlowe do działania w warunkach konkurencji. Od tego momentu przestała definitywnie obowiązywać zasada *single buyer* (obowiązkowe pośrednictwo w obrocie energią PSE SA). Obecnie wytwórcy mogą sprzedawać energię bezpośrednio spółkom dystrybucyjnym, przedsiębiorstwom obrotu energią, na Giełdzie

2) Por. Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny.

3) Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

Energii, na Rynku Bilansującym lub odbiorcom uprawnionym do korzystania z usług przesyłowych i wyboru dostawcy (zasada TPA), a spółki dystrybucyjne mają możliwość wyboru dostawców energii elektrycznej.

Kierunek zmian w sektorze elektroenergetycznym został potwierdzony w przyjętym przez Radę Ministrów 28 stycznia 2003 r. dokumencie: „Aktualizacja programu wprowadzania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce”, który określa zakres działań prorynkowych zmierzających do poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych na rynku energii elektrycznej, wzmocnienia ich pozycji kapitałowej oraz wzrostu jakości usług i dostaw energii elektrycznej świadczonych odbiorcom. Stanowi on m.in., iż kontrakty bilateralne, kształtowane poprzez dobrowolnie zawierane stosunki umowne (handlowe), powinny stać się niebawem dominującym, a w konsekwencji powszechnym segmentem rynku. W ten sposób odbiorcy energii elektrycznej, stanowiący stroną popytową, zyskają brakującą im dotychczas podmiotowość na rynku energii elektrycznej, a swobodnie zawierane transakcje handlowe wymuszają obiektywną cenę rynkową energii. Tym samym wytwórcy energii elektrycznej oraz jej dystrybutorzy w większym stopniu niż dotychczas będą zmuszeni do racjonalizacji swoich kosztów i sprostania wymaganiom odbiorców w zakresie ilości sprzedanej energii, jej ceny, a także czasu i miejsca dostaw energii elektrycznej.

Możliwość wyboru przez konsumentów dostawcy energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, oznaczająca odejście od nierynkowej monopolistycznej struktury zaopatrzenia w energię, jest podstawowym wyznacznikiem faktycznej liberalizacji i rozwoju rynku nośników energii. Zatem czynnikiem umożliwiającym powstanie silnych i efektywnych rynków konkurencyjnych jest nałożenie na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązku udostępnienia sieci innym podmiotom – tzw. dostęp stron trzecich (TPA). Zasada ta w prawie polskim sformułowana została w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem, w brzmieniu nadanym nowelizacją ustawy, która weszła w życie 1 stycznia 2003 r., *Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane zapewnić wszystkim podmiotom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw lub energii od wybranego przez te podmioty dostawcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie; świadczenie usług przesyłowych odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłowych (...). Jednocześnie jednak (art. 4 ust. 3 ww. ustawy) świadczenie tych usług nie może obniżyć niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz niekorzystnej zmiany zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci.*

Po uzyskaniu uprawnienia do korzystania z sieci przesyłowej odbiorca po dokonaniu analizy kosztów zakupu energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła na warunkach określonych w taryfie przedsiębiorstwa dystrybucyjnego może porównać warunki oferowane mu przez innych dostawców i zdecydować o pozostaniu odbiorcą taryfowym lub o wyborze innego dostawcy. W tym przypadku ceny energii ustalone są w drodze negocjacji.

Realizowany przez Prezesa URE kierunek zmian polegający na poszerzaniu zakresu konkurencji oznacza odchodzenie przez Prezesa URE od działań ściśle regulacyjnych, o charakterze władczego nadzoru, na rzecz realizacji zadań zmierzających do promowania i wdrażania rynku samoregulującego, gdzie zbędna jest doraźna reakcja na każde zdarzenie, a ewentualna konieczność ingerencji regulatora może pojawić się w przypadku niekorzystnych trendów występujących w dłuższych okresach. Dlatego też Prezes URE ma obowiązek monitorowania rozwoju rynku energii.

Proces przekształceń rynkowych, jaki przechodzi obecnie sektor elektroenergetyczny w Polsce, wymaga ciągłego monitoringu rozumianego jako metoda badań ekonomicznych, polegająca na długookresowej obserwacji określonych zjawisk ekonomicznych, dziedzin gospodarki lub wybranych podmiotów gospodarczych w celu poznania ich reakcji na działanie określonych czynników, zmieniających warunki ich występowania lub funkcjonowania. Podstawowym celem monitorowania tworzącego się rynku energii elektrycznej jest wcześniejsze wykrycie i zidentyfikowanie zagrożeń oraz przeciwdziałanie nieprawidłowościom w kształtowaniu się konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce. W 2002 r. Prezes URE kontynuował wdrażanie systemu monitorowania rynku energii elektrycznej uwzględniającego strukturę rynku, specyfikę poszczególnych uczestników, najważniejsze obszary, w których powinno być prowadzone monitorowanie. Szczegółowe analizy obejmowały:

- część sektora wytwarzania energii elektrycznej zwolnioną przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia,
- Rynek Bilansujący energii elektrycznej i Giełdę Energii.

Na podstawie przeprowadzonych badań opracowano informacje lub opinie dotyczące m.in.: wstępnej oceny funkcjonowania rynku energii elektrycznej; sytuacji finansowej przedsiębiorstw wytwórczych ze szczególnym uwzględnieniem wpływu wprowadzenia akcyzy; kształtowania się poszczególnych segmentów rynku energii w Polsce; grafikowania energii z kontraktów długoterminowych (KDT); programu restrukturyzacji KDT zawierającego projekt ich sekurytyzacji; obowiązku stosowania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w umowach przesyłowych. Materiały i analizy dotyczące monitorowania rynku energii elektrycznej były wykorzystywane m.in. w pracach Zespołu ds. Rynku

Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziemnego, powołanego przez Prezesa Rady Ministrów.

2.2. Struktura podmiotowa i przedmiotowa rynku energii elektrycznej

Całkowita ilość energii elektrycznej wytworzonej i zaimportowanej w Polsce kształtuje się na poziomie ok. 150 TWh rocznie, w tym produkcja krajowa brutto wynosi 146 TWh, a import 4 TWh. Ze 146 TWh produkcji krajowej brutto 133 TWh produkują elektrownie zawodowe ciepłone. Zużycie energii elektrycznej w kraju wynosi 125 TWh, w tym 100 TWh wynosi sprzedaż odbiorcom finalnym (z czego 21 TWh przypada na gospodarstwa domowe). Ponadto 11 TWh stanowi eksport oraz 14 TWh straty i różnice bilansowe.

Podstawową ideę funkcjonowania rynku energii elektrycznej stanowi oddzielenie energii elektrycznej jako towaru od jej dostawy jako usługi, co skutkuje organizacyjnym wydzieleniem podmiotów zajmujących się poszczególnymi rodzajami działalności związanej z zaopatrywaniem odbiorców w tę energię.

Głównymi uczestnikami rynku energii elektrycznej, są:

- wytwórcy energii elektrycznej, do których należą elektrownie i elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe, produkujące energię elektryczną głównie z wykorzystaniem paliw kopalnych, a także wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych,
- przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za transport, rozdział i dostarczanie energii elektrycznej za pomocą sieci, do których w 2002 r. należały Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, pełniące funkcję operatora systemu przesyłowego, 33 spółki dystrybucyjne⁴⁾, pełniące równocześnie funkcję operatorów systemów dystrybucyjnych w krajowym systemie elektroenergetycznym, PKP Energetyka Sp. z o.o., której zakres działania można porównać z działalnością prowadzoną przez zakłady energetyczne, a także przedsiębiorcy prowadzący działalność przesyłania i dystrybucji w niewielkim zakresie w obrębie np. zakładów przemysłowych, kopalni czy stref ekonomicznych, eksploatujący lokalne rozdzielnie elektryczne i dostarczający energię odbiorcom zlokalizowanym na ich terenie lub w bezpośrednim sąsiedztwie,
- przedsiębiorstwa obrotu hurtowego i detalicznego (w tym spółki dystrybucyjne) oraz przedsiębiorstwa zajmujące się wyłącznie obrotem energią elektryczną, prowadzące działalność na obszarze całego kraju lub na ściśle określonym terenie,
- odbiorcy końcowi taryfowi i odbiorcy uprawnieni korzystający z prawa dostępu do sieci (zasada TPA).

4) Obecnie, od stycznia 2003 r., po połączeniu 5 spółek w ENEA SA, istnieje 29 spółek dystrybucyjnych.

2.3. Warunki i ocena procesu koncesjonowania w elektroenergetyce

Proces koncesjonowania realizowany przez Prezesa URE determinują założenia polityki energetycznej państwa i dążenie do uzyskania pożądanej struktury sektora energii pod kątem jej optymalnego oddziaływania zgodnie z celami zapisanymi w art. 1 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, a mianowicie tworzenie warunków do:

- zrównoważonego rozwoju kraju,
- zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego,
- oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii,
- rozwoju konkurencji,
- przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii,
- uwzględniania wymogów ochrony środowiska,
- zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych,
- ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów.

Zdefiniowanym tu celem służyła m.in. weryfikacja zakresu działalności elektroenergetycznej objętej koncesjonowaniem wprowadzona ustawą z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 48, poz. 555). Obecnie w myśl art. 32 ustawy – Prawo energetyczne uzyskanie koncesji wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej (z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW), przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną (z wyłączeniem instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy).

Koncesjonowanie jako jedno z narzędzi regulacji działalności elektroenergetycznej pomaga w realizacji powyższych celów już na etapie weryfikacji wniosku koncesyjnego pod kątem spełnienia warunków technicznych i finansowych, koniecznych do prowadzenia działalności. Analizie podlega także wpływ planowanej działalności na pozostałych uczestników rynku. Wstępna ocena pozwala również na stwierdzenie, czy przyszła działalność będzie prowadzona zgodnie z prawem, czy nie będzie negatywnie oddziaływać na środowisko oraz czy zabezpieczy ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców. W trakcie postępowania koncesyjnego przedsiębiorca jest informowany o szczegółowych warunkach określonych w koncesji, a także wymogach wynikających z przepisów prawa. W efekcie koncesja udzielana jest tym podmiotom, które dają gwarancję prawidłowego prowadzenia działalności. Przedsiębiorca po uzyskaniu koncesji zobowiązany jest prowadzić działalność zgodnie z warunkami w niej określonymi, a przestrzeganie tych warunków podlega cyklicznemu monitorowaniu przez Prezesa URE. Ujawnienie nieprawidłowości w prowadzonej działalności może skutkować cofnięciem koncesji lub nałożeniem kary na koncesjonariusza.

W 2002 r. zaobserwowano niskie zainteresowanie przedsiębiorców uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Powodem takiej sytuacji był brak przyrostu nowej mocy wytwórczych w źródłach podlegających koncesjonowaniu, należących do podmiotów innych niż dotychczasowi koncesjonariusze, co wiąże się z brakiem odpowiedniego zaplecza kapitałowego. Udzielane koncesje wiązały się z takimi sytuacjami, w których nowe lub prowadzące działalność w innych dziedzinach podmioty przejmowały majątek energetyczny po przedsiębiorstwach będących w stanie likwidacji bądź upadłości. Decyzje o przejęciu działalności energetycznej często wynikały z zagrożenia przerwaniem dostaw energii. Podobne zjawiska miały miejsce w przypadku przedsiębiorców, którzy ubiegali się o koncesje na przesyłanie i dystrybucję.

W podsektorze wytwarzania energii elektrycznej zaznaczyło się odchodzenie od źródeł węglowych na rzecz źródeł skojarzonych zasilanych gazem ziemnym i źródeł odnawialnych. Wyrazem tego było udzielenie w 2002 r. przez Prezesa URE 3 koncesji oraz 3 promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w blokach gazowo-parowych oraz w elektrowniach wiatrowych. Zmianą cechą odnoszącą się do nowych inwestycji jest przewaga promes i niewielki udział decyzji koncesyjnych wskazujących na faktyczne zakończenie inwestycji. Np. według stanu na koniec 2002 r. żadna spółka nie posiadała ważnej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej. Należy jednak oczekiwać, że stan taki ulegnie zmianie w 2003 r., gdyż udzielone do końca 2002 r. promesy dotyczą kilku niezależnych inwestycji o łącznej mocy znacznie przekraczającej 60 MW. Inną tendencją związaną z ogólną sytuacją gospodarczą kraju jest spadek tempa inwestycji. Skutkiem tego zjawiska są decyzje o zmianie terminu ważności określonego w promesach koncesji, który zasadniczo odpowiada terminowi realizacji danej inwestycji. Rozpatrzone w 2002 r. wnioski świadczą o tym, że przedsiębiorcy zakończyli inwestycje rozpoczęte, a znaczna część inwestycji dopiero planowanych została przesunięta w czasie, często z powodów niezależnych od przedsiębiorcy.

Kolejną tendencją zaobserwowaną w 2002 r. w podsektorze elektroenergetycznym, było dążenie szeregu wytwórców do uzyskania koncesji na obrót energią elektryczną. Dotychczas koncesje na prowadzenie tego rodzaju działalności były udzielane głównie przedsiębiorcom planującym dokonywanie odsprzedaży energii elektrycznej w związku z zasilaniem odbiorców, przy czym możliwe było realizowanie takiej działalności autonomicznie, w oderwaniu od pozostałych rodzajów działalności przedsiębiorcy. W 2002 r. znaczna grupa przedsiębiorców ubiegala się o koncesje na obrót energią elektryczną w celu zabezpieczenia własnych zobowiązań kontraktowych, wynikających z prowadzonej działalności wytwórczej.

W elektroenergetyce obserwuje się zwiększający się udział przedsiębiorstw prywatnych, z kapitałem zarówno

polskim, jak i zagranicznym. Nadal jednak duża część przedsiębiorstw jest całkowitą lub częściową własnością państwa. Jednocześnie w wyniku restrukturyzacji wielkich przedsiębiorstw powstało wiele podmiotów gospodarczych o różnych formach własności, które działają na wyspecjalizowanych rynkach lub jako satelitarne, zgrupowane wokół macierzystych jednostek.

Zmiany zachodzące w poszczególnych gałęziach przemysłu, związane z wdrażaniem rządowych programów restrukturyzacji lub z ogólną sytuacją w gospodarce, znajdują także odzwierciedlenie w procesie koncesjonowania przedsiębiorstw, co widoczne jest w liczbie decyzji zmieniających udzielone koncesje czy liczbie cofnięć koncesji.

Istotnymi zmianami w elektroenergetyce, które zostały odzwierciedlone w wydawanych przez Prezesa URE w 2002 r. decyzjach koncesyjnych, były przekształcenia w strukturze podmiotowej przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

W następstwie wypełnienia decyzji Ministra Skarbu Państwa z 29 lipca 2002 r. poprzez konsolidację spółek dystrybucyjnych: Energetyki Poznańskiej SA, Energetyki Szczecińskiej SA, Zakładu Energetycznego Gorzów SA, Zakładu Energetycznego Bydgoszcz SA, Zielonogórskich Zakładów Energetycznych SA, w grudniu 2002 r. Prezes URE dokonał zmiany koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej dla Energetyki Poznańskiej SA. W wyniku konsolidacji Energetyka Poznańska SA, występując jako spółka przejmująca na podstawie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, przejęła działalność dotychczas realizowaną przez 4 pozostałe spółki⁵⁾.

2.4. Wytwarzanie energii elektrycznej

2.4.1. Energia pierwotna

Duży wpływ na rozwój rynku energii elektrycznej mają ceny energii pierwotnej, stanowiące istotną składową kosztów wytwarzania energii. Udział poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej w Polsce, bez uwzględnienia odnawialnych źródeł energii, był następujący: węgiel kamienny – 51,9%, węgiel brunatny – 45,3%, paliwa gazowe – 2,4%, paliwa ciekłe – 0,4%.

5) Przywołana decyzja Ministra Skarbu Państwa stanowiła konkretyzację przyjętej przez rząd „Korekty założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku”. Jednym z celów „Korekty...” było stworzenie w podsektorze dystrybucji silnych podmiotów, które byłyby zdolne konkurować na wolnym rynku energii elektrycznej. Dalszą konkretyzacją tych założeń był – przygotowany przez Ministra Skarbu Państwa i przyjęty w grudniu 2002 r. przez Komitet Rady Ministrów – „Program Realizacji Polityki Właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w Odniesieniu do Sektora Elektroenergetycznego”, który określił projektowany kształt elektroenergetycznego sektora dystrybucji. Zgodnie z „Programem Realizacji Polityki Właścicielskiej...” Energetyka Poznańska SA miała stanowić ośrodek koncentracyjny dla innych spółek dystrybucyjnych z północno-zachodniej Polski.

Tak wysoki udział węgla w strukturze paliwowej wytwarzania energii elektrycznej skutkuje określoną strukturą kosztów jej wytwarzania. W Polsce ceny poszczególnych paliw są regulowane w odmienny sposób.

2.4.1.1. Węgiel kamienny

Prezes URE nie ma wpływu na kształtowanie się ceny węgla kamiennego. Formalnie ceny węgla kamiennego dla energetyki są ustalane na rynku konkurencyjnym, który tworzą spółki wydobywcze węgla kamiennego. W praktyce jednak są one kontrolowane przez rząd poprzez oddziaływania właścicielskie, bowiem wszystkie spółki wydobywcze nadal należą do Skarbu Państwa. Co roku Minister Gospodarki (obecnie Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej) ustala cenę węgla wskaźnikowego o określonej wartości opalowej, zawartości siarki i popiołu. W 2002 r. cena ta wynosiła 152 zł/tonę.

2.4.1.2. Węgiel brunatny

W 2002 r., do czasu wejścia w życie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, podobnie jak w latach poprzednich, zatwierdzał ceny węgla brunatnego stosowane przez kopalnie w stosunku do sąsiadujących z nimi elektrowni. Ceny te kształtowane były na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania cen węgla brunatnego (Dz. U. z 1998 r. Nr 132, poz. 868). Jednakże proces zatwierdzania bazowych cen węgla przez Prezesa URE (patrz tabela 1), w przeciwieństwie do lat poprzednich, był bardziej rozciągnięty w czasie ze względu na konieczność ograniczenia wzrostu cen energii dla przedsiębiorstw wytwórczych, a tym samym odbiorców finalnych.

Zadaniem Prezesa URE w 2002 r. była regulacja działalności przedsiębiorstw zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzająca do równo-

ważenia interesów przedsiębiorstw oraz odbiorców paliw i energii. W tym przypadku Prezes zobowiązany był do równoważenia interesów zarówno kopalń węgla brunatnego, jak i konkretnych elektrowni. Przedsiębiorstwa te powinny funkcjonować wspólnie. Zobowiązanie elektrowni do zapłaty podatku akcyzowego od każdej sprzedanej jednostki energii i jednocześnie brak możliwości automatycznego uwzględnienia go w całości w cenie energii powodowały konieczność szukania oszczędności w kosztach elektrowni, m.in. poprzez – w miarę możliwości – niepodwyższanie cen węgla.

Analiza wniosków kopalń, w których przedstawione zostały m.in. koszty ich działalności, prowadziła do przekonania, że w przypadku trzech z nich: Konin, Adamów i Turów, ceny węgla będą mogły być utrzymane na dotychczasowym poziomie, co nie zachwieje płynności finansowej tych kopalń. Pewne wątpliwości występowały jedynie w przypadku Kopalni „Bełchatów”.

- Dla KWB „Konin” SA cena węgla została zatwierdzona 19 kwietnia 2002 r. na poziomie ceny wskaźnikowej zatwierdzonej w 2001 r.
- Dla KWB „Adamów” SA zatwierdzono cenę węgla 22 maja 2002 r., na poziomie o 2,4% niższym od poziomu ceny wskaźnikowej zatwierdzonej w 2001 r.
- Najpóźniej, tj. 15 października 2002 r., zatwierdzona została ostatecznie (po pierwszym postępowaniu administracyjnym zakończonym decyzją odmowną) cena węgla dla KWB „Bełchatów” SA – wzrost o 4,4%.
- Postępowanie administracyjne w przypadku KWB „Turów” SA ostatecznie zostało zakończone 19 czerwca 2002 r. wydaniem decyzji o odmowie zatwierdzenia ceny wyższej o 3,8%. Do końca 2002 r. KWB „Turów” SA nie wystąpiła do Prezesa URE o zatwierdzenie ceny węgla, stosując (co zostało sprawdzone we wrześniu 2002 r.) cenę nieprzekraczającą ceny ustalonej poprzednią decyzją.

Tabela 1. Proces zatwierdzania cen węgla brunatnego

Lp	Nazwa kopalni	Data wpływu wniosku	Cena węgla wskaźnikowego w 2001 r. netto [zł/Mg]	Cena węgla wskaźnikowego w 2002 r. netto [zł/Mg]	Wzrost ceny proponowany przez kopalnię [%]	Zatwierdzony wzrost (spadek) cen [%]
		Data decyzji				
1	KWB „Bełchatów” SA w Rogowcu	8.02.2002	38,95	40,66	4,4	4,4
		28.05.2002				
2	KWB „Turów” SA w Bogatyni	11.03.2002	59,07	-	3,8	odmowa
		19.06.2002				
3	KWB „Adamów” SA w Kleczewie	13.03.2002 22.05.2002	51,24	50,01	0,0	-2,4
4	KWB „Konin” SA w Turku	5.03.2002 19.04.2002	47,25	47,25	0,3	0

Źródło: URE.

Doświadczenia Prezesa URE w zakresie zatwierdzenia bazowej ceny dla węgla wskaźnikowego wskazują jednoznacznie, że w sytuacji działania wytwórców energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym niezbędne stało się wykreślenie w ustawie – Prawo energetyczne kompetencji nadanej Prezesowi URE w zakresie zatwierdzania cen węgla brunatnego, co nastąpiło 1 stycznia 2003 r. na mocy ustawy z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

2.4.1.3. Paliwa gazowe

Ceny paliw gazowych podlegają ścisłej regulacji Prezesa URE. Jej zakres omówiony jest w rozdziale 3 sprawozdania.

2.4.1.4. Paliwa ciekłe

Paliwa ciekłe w elektroenergetyce są obecnie zużywane w minimalnym stopniu, głównie jako paliwo rozpalowe – ich ceny nie podlegają regulacji.

2.4.1.5. Odnawialne źródła energii

Wspieraniu proekologicznej działalności w energetyce służy art. 9 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz wydane na jego podstawie rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336). Udział energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, zgodnie z tym rozporządzeniem ma systematycznie rosnąć, osiągając w 2010 r. poziom nie mniejszy niż 7,5% całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej. Ceny energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych nie podlegają regulacji, kontroli podlega natomiast wypełnianie obowiązku zakupu, opisane w rozdziale 7.5.4. sprawozdania.

2.4.2. Monitorowanie rynku wytwórców energii elektrycznej

Powstający w Polsce od drugiej połowy 2001 r. rynek wytwórców energii elektrycznej można podzielić na dwie części: sprzedaż energii w ramach kontraktów długoterminowych (część niekonkurencyjna) oraz sprzedaż energii poza kontraktami długoterminowymi (część poddana mechanizmom konkurencji). Elektrownie systemowe, jako działające na rynku konkurencyjnym, nie podlegają obowiązkowi przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia, temu obowiązkowi podlega większość elektrociepłowni zawodowych. Ceny energii elektrycznej dla przedsiębiorstw podlegających zwolnieniu w części poza KDT są stanowione na warunkach określonych w drodze negocjacji w kontraktach dwustronnych. Obecnie, w wyniku przekształceń zachodzących na rynku energii elektrycznej, odbiorcy hurtowi nie mają zapewnionego pokrycia całego swojego zapotrzebowania w umowach kupna-sprzedaży z PSE SA po cenach ustalonych w taryfie tego przedsiębiorstwa. Na zarządach tych przedsiębiorstw energetycznych spoczywa odpowiedzialność za kształtowanie koszyka zakupów. Od tych decyzji zależy wynik finansowy przedsiębiorstwa związany z obrotem energią elektryczną.

Część rynku poddana mechanizmom konkurencji podzielona jest na segmenty, w zależności od sposobu kształtowania ceny energii lub rodzaju partnerów handlowych.

Podstawę tzw. energetyki zawodowej tworzy 12 spółek wytwórczych, które wytwarzają energię elektryczną ze spalania węgla kamiennego lub brunatnego w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) przez Krajową Dyspozycję Mocy (będącą w strukturze PSE SA).

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej netto uzyskane w roku 2002 w poszczególnych segmentach rynku przez 12 wytwórców systemowych przedstawia zamieszczona poniżej tabela.

Tabela 2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej uzyskane w 2002 r. przez 12 wytwórców systemowych w poszczególnych segmentach rynku

Segment	Średnia cena energii elektrycznej [zł/MWh]	Udział segmentu w energii sprzedanej ogółem [%]
Ogółem	137,71	100,00
w kontraktach długoterminowych	156,08	49,04
poza kontraktami długoterminowymi	120,03	50,96
w tym:		
– sprzedaż do spółek dystrybucyjnych	113,87	20,32
– sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	110,47	19,06
– sprzedaż energii na giełdzie	131,52	0,26
– sprzedaż energii na Rynku Bilansującym	151,98	10,03
– sprzedaż energii odbiorcom TPA	105,06	1,23
– sprzedaż energii innym odbiorcom finalnym (głównie lokalnie)	164,74	0,06

Źródło: URE.

Jak wynika z przedstawionych powyżej danych, w części rynku podlegającej mechanizmom konkurencji, tj. poza sprzedażą w ramach kontraktów długoterminowych, ceny energii elektrycznej kształtują się na poziomie 120 zł/MWh. Nieliczni odbiorcy uprawnieni, którzy korzystali z prawa dostępu do usług przesyłowych (TPA) kupowali energię elektryczną bezpośrednio od wytwórców po średniej cenie 105 zł/MWh, jednak oferta sprzedaży była ograniczona.

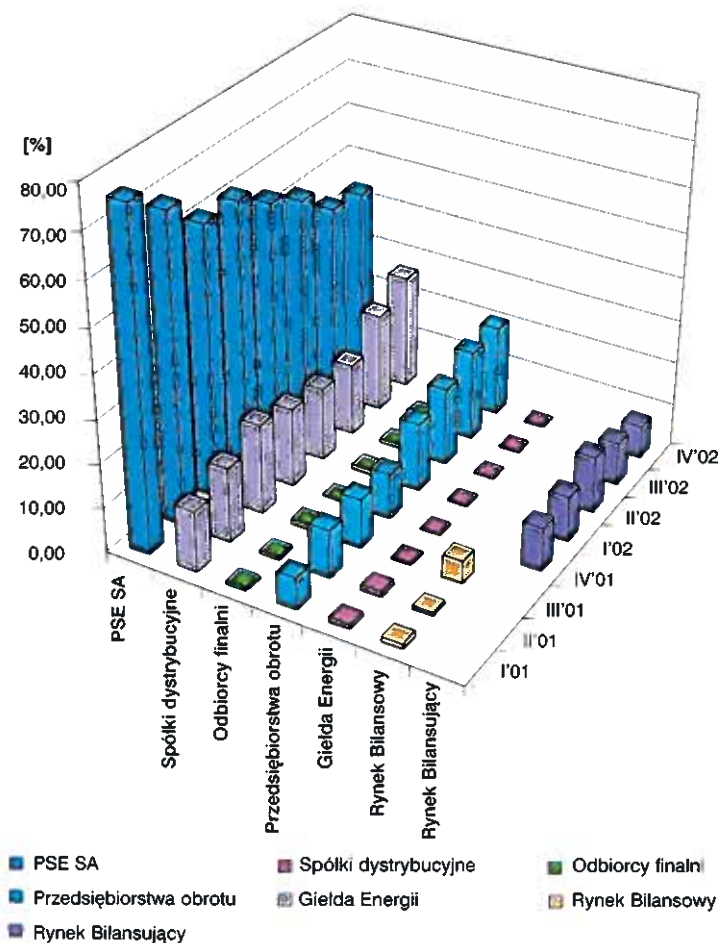
W ostatnim okresie systematycznie spada udział sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców systemowych do PSE SA (rysunek 1). Wzrasta udział sprzedaży energii bezpośrednio do spółek dystrybucyjnych i przedsiębiorstw obrotu, przy czym dla spółek obrotu udział tej sprzedaży wzrósł dwukrotnie w stosunku do początku roku 2001 r. Udział sprzedaży energii bezpośrednio odbiorcom finalnym (w tym odbiorcom TPA) kształtuje się na poziomie około 1%, a udział sprzedaży energii elektrycznej na Gieldzie Energii jest minimalny, przy około 10-procentowym udziale sprzedaży na Rynku Bilansującym.

Najwyższy poziom cen uzyskiwanych przez wytwórców systemowych jest obserwowany nadal w segmencie sprzedaży do PSE SA (rysunek 2). Na wy-

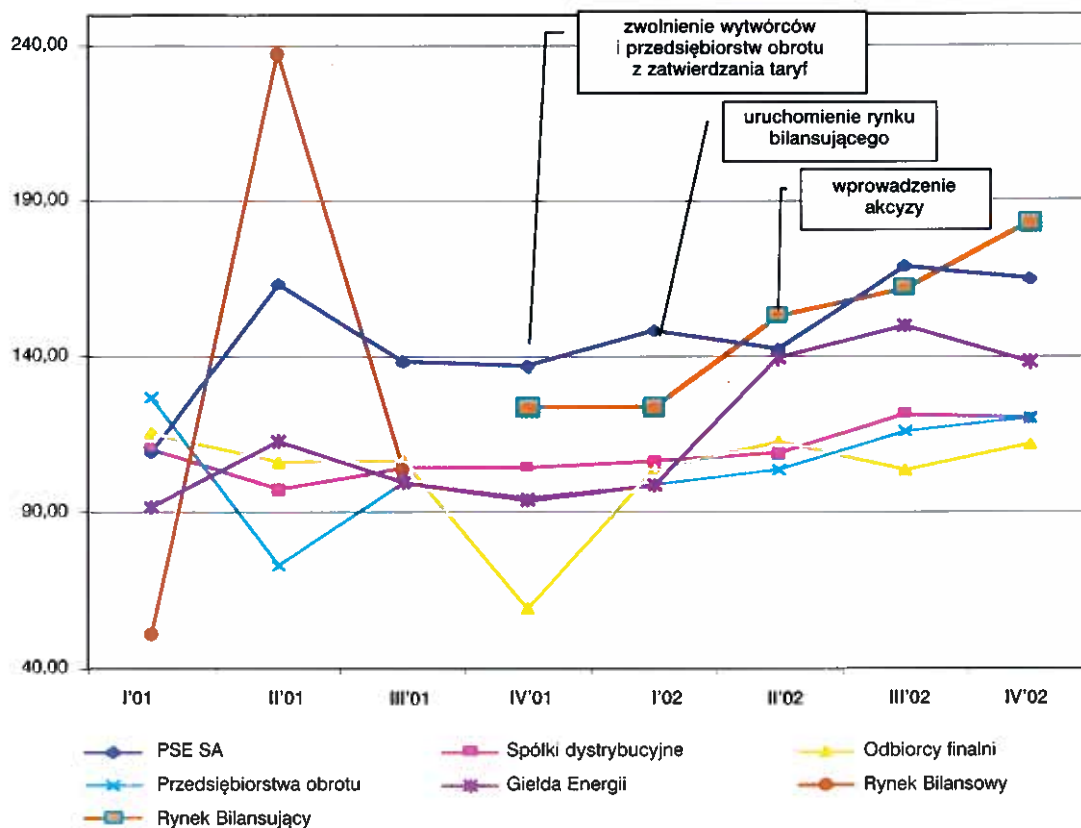
sokość średniej ceny w tym segmencie decydujący wpływ mają ceny z kontraktów długoterminowych (KDT). Ten segment nie podlega działaniu mechanizmów rynkowych, dlatego trwają prace nad restrukturyzacją zobowiązań związanych z KDT, co umożliwi wprowadzenie tej energii na rynek konkurencyjny.

W segmentach sprzedaży spółkom dystrybucyjnym oraz przedsiębiorstwom obrotu poziom cen jest niższy od średnich cen sprzedaży do PSE SA, wykazuje jednak w drugim i trzecim kwartale 2002 r. tendencję wzrostową, zaś w czwartym kwartale stabilizuje się. Zjawisko to związane jest z wejściem w życie podatku akcyzowego na energię elektryczną. Maksymalny wzrost cen sprzedaży energii w stosunku do pierwszego kwartału 2002 r., wystąpił w trzecim kwartale tego roku. Wzrost ten wynosił 14,42 zł/MWh, czyli kształtował się poniżej wysokości akcyzy. Nie wystąpił skokowy wzrost cen energii o określoną wielkość. Zmiana ceny została ograniczona możliwościami płatniczymi spółek dystrybucyjnych wynikającymi z zatwierdzonych taryf. Mechanizm ten może spowodować, iż część obciążenia wynikającego z akcyzy zostanie zrównoważona przez samych wytwórców poprzez redukcję kosztów wytwarzania.

Rysunek 1. Procentowe udziały sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych segmentach rynku dla 12 wytwórców systemowych



Rysunek 2. Średnie ceny energii elektrycznej uzyskiwane przez 12 największych wytwórców [zł/MWh]



Poszczególni wytwórcy różnią się strukturą sprzedaży energii w segmentach rynku. Poniżej przedstawiono średnie ceny energii elektrycznej dla 8 wytwórców systemowych, którzy w 2002 r. sprzedawali energię elektryczną PSE SA. Szarym kolorem zaznaczono wytwórców produkujących energię elektryczną ze spalania węgla brunatnego. Ceny te istotnie różnią się pomiędzy sobą, niekiedy o 100%. Tak duże różnice wynikają z warunków kontraktów długoterminowych (KDT) zawartych pomiędzy tymi wytwórcami a PSE SA w latach 1993-1998 w celu finansowania inwestycji mają-

cych na celu poprawę ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej.

Sprzedaż energii wynikającej z KDT stanowi ponad 80% całkowitej sprzedaży tych wytwórców do PSE SA. Skokowe wzrosty średnich cen w KDT są spowodowane ograniczeniem przez PSE SA wolumenu zakupu energii w ramach kontraktów, zgodnie z założeniami określonymi przez Prezesa URE w taryfie tego przedsiębiorstwa. W takim przypadku wysoki koszt stały wynikający z KDT rozkłada się na mniejszą ilość energii, powodując skokowy wzrost średniej ceny, przy czym wzrost rocz-

Tabela 3. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedawanej przez poszczególnych wytwórców do PSE SA [w zł/MWh]

Wytwórca	2001	2002
EI im. T. Kościuszki w Polańcu SA	158	234
EI „Kozienice” SA	153	186
EI „vOpole” SA	233	314
Południowy Koncern Energetyczny SA	189	228
ZEI Dolna Odra SA	173	229
ZEI P.A.K. SA	122	131
EI „Turów” SA	164	175
EI „Bełchatów” SA	87	95

Źródło: URE.

nych przychodów poszczególnych wytwórców nie jest już tak gwałtowny. Najwyższe wzrosty średnich cen zanotowano dla EI im. T. Kościuszki w Polańcu SA, EI Opole SA, Południowego Koncernu Energetycznego SA, ZEI Dolna Odra SA, gdzie wolumen energii sprzedanej w ramach KDT spadł o około 50%. Obniżenie stopnia wykorzystania mocy z jednostek objętych KDT, które zostały zmodernizowane i wyposażone w instalacje służące poprawie ochrony środowiska, należy uznać za zjawisko niepożądane i sprzeczne z przyjętymi założeniami do taryfy PSE SA.

W celu uwolnienia konkurencji w zakresie kontraktów długoterminowych przygotowywana jest ich restrukturyzacja, która powinna spowodować dostosowanie cen energii w tym segmencie rynku do poziomu uzyskiwanego w rynkowych kontraktach bilateralnych.

W poniżej zamieszczonej tabeli 4 przedstawiono średnie ceny energii elektrycznej sprzedawanej przez wytwórców sprywatyzowanych oraz będących własnością Skarbu Państwa. Pogrubiono dane dotyczące przedsiębiorstw sprywatyzowanych. Jak wynika z przedstawionych danych, wysokość cen energii nie jest uzależniona od formy własnościowej przedsiębiorstw, co potwierdza skuteczność przyjętego modelu regulacji nieczulej na formę własności.

Ponadto, jak wynika z zamieszczonych danych, średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej ogółem są niższe od cen sprzedaży do PSE SA, stąd wniossek, że ceny w kilku segmentach rynku muszą być niższe. Niższe ceny energii to wymierne korzyści dla odbiorców płynące z uwolnienia cen w niektórych segmentach rynku energii.

Ze względu na specyfikę polskiego sektora energetycznego, w którym wytwarzanie energii odbywa się w znacznej mierze ze spalania węgla kamiennego i brunatnego, jednostkowe koszty wytwarzania energii są wyższe niż np. w Norwegii (kraj o znaczącym udziale energetyki wodnej), Francji (kraj o przeważającym udziale energetyki jądrowej) czy też Finlandii i Szwecji (gdzie dominują oba te rodzaje energii). Natomiast jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce są porównywalne z kosztami wytwarzania w elektrowniach węglowych w krajach UE, mimo nadal niższych jednostkowych kosztów pracy w Polsce. Jednym z powodów takiego stanu rzeczy są duże różnice na niekorzyść sektora polskiego w zakresie przeciętnego zatrudnienia na jednostkę mocy. Liczba zatrudnionych na jednostkę mocy wytwórczej w przedsiębiorstwach energetycznych w Polsce jest średnio

Tabela 4. Porównanie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytwórców sprywatyzowanych i pozostających własnością Skarbu Państwa

Wytwórca	Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej (w zł/MWh)*1		
	2000	2001	2002
EI im. T. Kościuszki w Polańcu SA	131	127	136
EI „Rybnik” SA	107	109	112
EI „Kozienice” SA	134	132	147
EI „Opole” SA	193	221	293
EI „Skawina” SA	108	106	114
EI „Stalowa Wola” SA	127	123	146
Południowy Koncern Energetyczny SA	135	162	181
ZEI Dolna Odra SA	131	134	150
ZEI Ostrołęka SA	116	127	141
ZEI P.A.K. SA	100	98	110
EI Turów SA	165	162	172
EI Bełchatów SA	84	87	98
Elektrociepłownia „Białystok” SA	110	122	134
Elektrociepłownia „Będzin” SA	107	121	125
Elektrociepłownia „Kraków” SA	127	134	140
Elektrociepłownia „Wybrzeże” SA	117	128	135
Elektrociepłownia Warszawska SA	107	116	128
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „Kogeneracja” SA	112	125	135
Elektrociepłownia „Energotor Toruń” SA	80	101	130

*1) W tabeli 4 przedstawiono średnie ceny ogółem we wszystkich segmentach rynku energii, stąd różnice pomiędzy danymi w tabeli 3, która przedstawia jedynie segment REE – sprzedaż do PSE SA.

Źródło: URE.

Tabela 5. Liczba zatrudnionych na jednostkę mocy wytwórczej w polskich elektrowniach systemowych

Wytwórca	Liczba zatrudnionych ogółem			Liczba zatrudnionych na 1000 MW mocy osiagalnej			Tempo zmian			Moc osiagalna [MW]
	2000	2001	2002	2000	2001	2002	01/00	02/01	02/00	
							%	%	%	
El im. T. Kościuszki w Połańcu SA	2 342	1 951	1 616	1 301	1 084	898	-17	-17	-31	1 800
El „Kozienice” SA	2 747	2 696	2 657	986	968	954	-2	-1	-3	2 785
El „Opole” SA	1 520	1 494	1 490	1 020	1 003	1 000	-2	0	-2	1 490
El „Rybnik” SA	1 500	1 473	1 452	852	837	825	-2	-1	-3	1 760
El „Skawina” SA	735	724	694	1 278	1 259	1 207	-1	-4	-6	575
El „Stalowa Wola” SA	645	642	635	1 955	1 945	1 924	0	-1	-2	330
Południowy Koncern Energetyczny SA	6 468	6 810	6 723	1 376	1 449	1 431	5	-1	4	4 699
ZEI Dolna Odra SA	2 974	2 878	2 788	1 527	1 478	1 432	-3	-3	-6	1 947
ZEI Ostrołęka SA	1 344	1 309	1 281	1 988	1 936	1 895	-3	-2	-5	676
ZEI P.A.K. SA	2 085	1 993	1 948	898	858	839	-4	-2	-7	2 323
El „Turów” SA	1 885	1 913	1 900	1 258	1 277	1 268	1	-1	1	1 498
El „Bełchatów” SA	5 593	5 122	4 992	1 274	1 167	1 137	-8	-3	-11	4 390
Elektrownie ogółem	29 838	29 005	28 176	1 229	1 195	1 161	-3	-3	-6	24 273
na kamiennym	20 275	19 977	19 336	1 262	1 244	1 204	-1	-3	-5	16 062
na brunatnym	9 563	9 028	8 840	1 165	1 100	1 077	-6	-2	-8	8 211

Źródło: URE.

znacznie wyższa od liczby zatrudnionych w przedsiębiorstwach z krajów europejskich. Wynika to przede wszystkim z pewnych zaszczości sektora i z faktu, że nie został on jeszcze zrestrukturyzowany. Związane to jest również z pewnymi uwarunkowaniami technologicznymi, a właściwie zacofaniem technologicznym w polskiej energetyce, opartej głównie na węglu kamiennym. Niezbędna jest więc modernizacja sektora i jego restrukturyzacja, która musi również pociągnąć za sobą zmianę struktury zatrudnienia i dostosować ją do nowych rozwiązań technologicznych. Może ona bowiem znacznie zwiększyć efektywność i wydajność pracy. Tabela 5 przedstawia dane dla polskich wytwórców.

Zatrudnienie w podsektorze wytwarzania systematycznie spada, jednak tempo spadku jest powolne. Jedynie sprywatyzowana Elektrownia im. T. Kościuszki w Połańcu SA znacząco obniżyła zatrudnienie, jednak głównie poprzez tzw. *outsourcing* – wydzielenie działalności pomocniczej ze struktur przedsiębiorstwa.

2.4.3. Monitorowanie Rynku Bilansującego energii elektrycznej i Giełdy Energii

Dobowo-godzinowy Rynek Bilansujący jest tą częścią rynku energii elektrycznej, gdzie operator systemu przesyłowego dokonuje w cyklu godzinowym bilansowania produkcji i zapotrzebowania, uwzględniając przy tym kontrakty i transakcje zawarte wcześniej przez uczestników rynku w pozostałych jego segmen-

tach oraz złożone z wyprzedzeniem doby oferty bilansujące. Segment ten został uruchomiony przez operatora systemu przesyłowego 1 września 2001 r. Ze względu na swoją specyfikę Rynek Bilansujący energii elektrycznej i Giełda Energii jako segment rynku energii elektrycznej wymagają zbierania informacji w trybie ciągłym.

17 lipca 2002 r. wspólną decyzją Prezesa URE i Prezesa PSE SA powołany został Zespół do spraw Monitorowania Rynku Bilansującego. Zespół jest organem kolegialnym o charakterze stałym, którego celem jest ciągle, kompleksowe monitorowanie funkcjonowania Rynku Bilansującego. Zadaniem zespołu są w szczególności:

- 1) analiza zdarzeń zachodzących na Rynku Bilansującym,
- 2) formułowanie wniosków o konieczności podjęcia określonych działań przez Prezesa URE lub przez Prezesa PSE SA oraz przedstawienie ich tym organom,
- 3) informacje o przebiegu prac oraz o podjętych działaniach zespołu.

W skład zespołu ze strony URE weszło pięcioro pracowników. W 2002 r. odbyły się 4 posiedzenia, na których poruszano i omawiano następujące tematy:

- funkcjonowanie Rynku Bilansującego w poszczególnych miesiącach, z uwzględnieniem wpływu rozchylenia cen wprowadzonego decyzją PSE SA od 1 lipca 2002 r. na koszty ograniczeń ponoszone przez OSP,

- efekt rozchylenia cen na Rynku Bilansującym dla uczestników Rynku Bilansującego i innych uczestników rynku energii,
- kierunki rozwoju Rynku Bilansującego w perspektywie najbliższych dwóch lat,
- problem grafikowania energii elektrycznej objętej KDT oraz restrukturyzacja KDT.

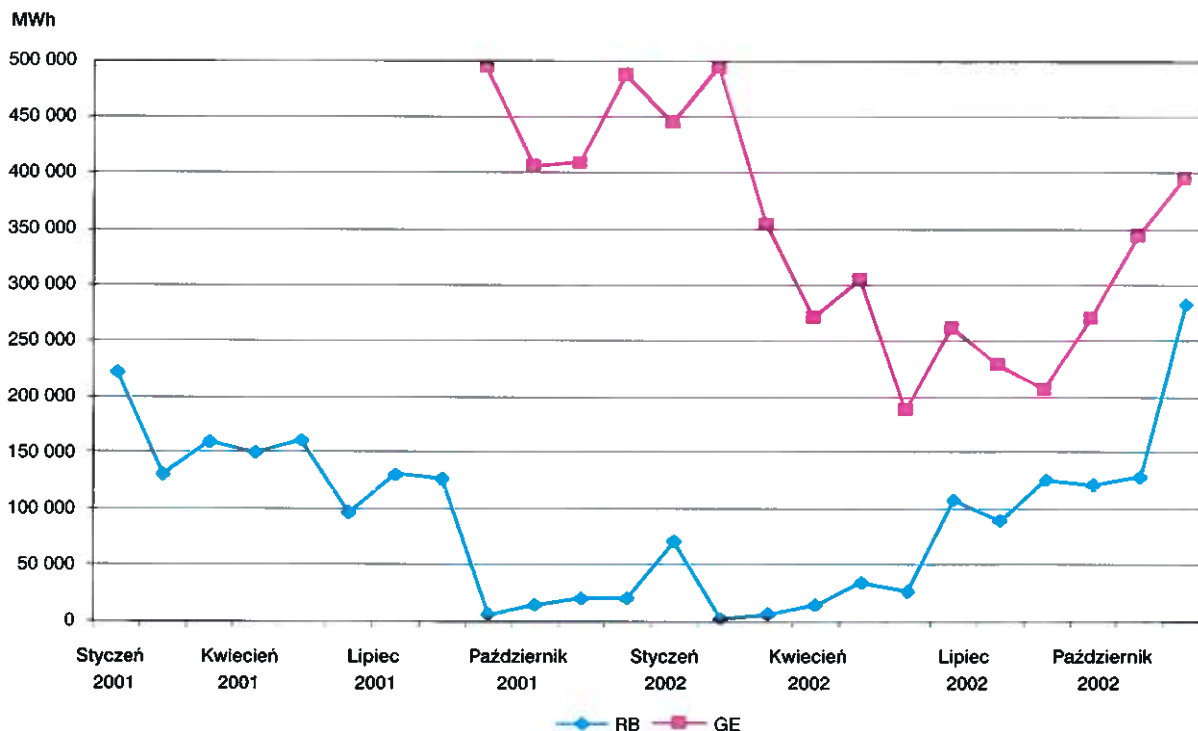
Ponadto pracownicy URE wzięli udział w licznych spotkaniach konsultacyjnych dotyczących propozycji zmian do regulaminu RB. Zaobserwowane zjawiska na RB stanowiły podstawę do przygotowania m.in. stanowiska Prezesa URE skierowanego do Ministra Gospodarki, negatywnie oceniającego propozycję wprowadzenia przez PSE SA cen rozchylonych na RB dla spółek dystrybucyjnych od 1 lipca 2002 r. W stanowisku tym Prezes URE stwierdził, że w pierwszych miesiącach po uruchomieniu dobowo-godzinowego Rynku Bilansującego ujawniły się niepożądane zjawiska ekonomiczne dotyczące przede wszystkim zwiększenia kosztów spowodowanych ograniczeniami systemowymi. Koszty te kumulowały się u operatora systemu przesyłowego i wzrosły z poziomu średnio 21 mln zł miesięcznie, który notowano w okresie, kiedy funkcjonował Rynek Bilansowy miesięczny, do poziomu ok. 50 mln zł miesięcznie i wykazują dalszą tendencję wzrostową. Propozycja rozwiązania tego problemu przedstawiona i ostatecznie wdrożona przez PSE SA od 1 lipca 2002 r. sprowadzała się do dodatkowego obciążenia finansowego spółek dystrybucyjnych. Zgodnie z przewidywaniami Prezesa URE zróżnicowanie ceny zakupu i odsprzedaży energii na Rynku Bilansu-

jącym doprowadziło do lepszego grafikowania się spółek dystrybucyjnych, ograniczenia wykorzystywania przez nie Rynku Bilansującego do uzyskiwania dodatkowych korzyści, spadku obrotów na Rynku Bilansującym i przeniesienia części obrotów na Giełdę Energii. Jednocześnie same koszty ograniczeń na Rynku Bilansującym nie zostały znacząco zredukowane, a operator systemu przesyłowego ograniczył swoje straty poprzez dodatkowe przychody uzyskane kosztem spółek dystrybucyjnych. Należy ocenić, iż wprowadzenie rozchylenia cen na Rynku Bilansującym było działaniem zastępczym ze strony PSE SA, które nie usunęło przyczyn powstawania kosztów ograniczeń, lecz jedynie doprowadziło do ich pokrycia.

Z funkcjonowaniem Rynku Bilansującego związana jest sytuacja na Giełdzie Energii (GE). Giełda rozpoczęła działalność 30 czerwca 2000 r. Zgodnie z przyjętymi założeniami GE powinna sprzyjać rozwojowi mechanizmów rynkowych oraz wdrożeniu skutecznych narzędzi zarządzania ryzykiem na rynku energii elektrycznej. Od powstania GE można wyróżnić trzy charakterystyczne okresy jej funkcjonowania, które są ściśle związane z funkcjonowaniem Rynku Bilansującego:

- 1) do sierpnia 2001 r. – okres funkcjonowania GE w warunkach miesięcznego Rynku Bilansowego,
- 2) od września 2001 r. do czerwca 2002 r. – wprowadzenie dobowo-godzinowego Rynku Bilansującego,
- 3) od lipca 2002 r. do grudnia 2002 r. – zmiana regulaminu RB polegająca na wprowadzeniu rozchylenia cen zakupu i sprzedaży energii przez upoważnionych odbiorców, głównie spółki dystrybucyjne.

Rysunek 3. Wolumen obrotu na Rynku Bilansującym i Giełdzie Energii



Rysunek 3 przedstawia charakterystykę ilościową poszczególnych okresów. Pierwszy, w warunkach Rynku Bilansowego, charakteryzuje się w zasadzie stabilnymi obrotami miesięcznymi na poziomie około 150 GWh. W drugim okresie nastąpiło gwałtowne załamanie obrotów na GE spowodowane wdrożeniem RB. W trzecim wyróżnionym okresie obroty wzrosły do poziomu powyżej 250 GWh w skali miesiąca.

Jak wynika z powyższych danych, funkcjonowanie GE jest niezwykle wrażliwe na uregulowania RB. W pierwszym okresie wdrażania RB spółki dystrybucyjne potraktowały ten segment rynku jako miejsce dokonywania transakcji handlowych, a nie, jak miało być w założeniach, segment techniczny służący jedynie godzinowemu bilansowaniu energii na rynku. Dlatego też w tym okresie wystąpiła głęboka zapaść obrotów na GE. Wprowadzenie w Regulaminie RB rozchylenia cen zakupu i sprzedaży dla spółek dystrybucyjnych spowodowało ich ucieczkę z RB i przeniesienie części obrotów na GE. Ponadto zaobserwowano rozwój tzw. transakcji OTC *over-the-counter*, które służą spółkom dystrybucyjnym do dokonywania korekt pozycji kontraktowych wynikających z zawartych wcześniej umów na rynku natychmiastowym (*spot*), za pośrednictwem platform internetowych, na rynku lokalnym (najczęściej poprzez zakup od elektrociepłowni), czy też „na telefon” na rynku pozagieldowym.

2.4.4. Taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu

Rok 2002 był drugim rokiem taryfowania energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, tj. ze średnioroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie wynoszącą co najmniej 65%; energia ta objęta jest obowiązkiem zakupu przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej oraz obrotem nią.

Podobnie jak w 2001 r. podstawowe znaczenie dla taryfowania elektrociepłowni miały przepisy:

- rozporządzenia Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7) – w szczególności § 15 (zwane dalej rozporządzeniem taryfowym elektrycznym),
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053) – w szczególności § 13 ust. 1 (zwane dalej rozporządzeniem taryfowym cieplnym),
- rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336).

W 2002 r. zostały zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła dla 42 przedsiębiorstw, dla których w taryfie ustalone zostały jednoskładnikowe ceny energii elektrycznej podlegającej obowiązkowi zakupu. Tabela 6 zawiera wykaz cen netto zatwierdzonych w poprzednich taryfach (2001/2002), propozycje przedsiębiorstw dotyczące poziomu tych cen w kolejnej taryfie oraz wysokość zatwierdzonych cen na rok taryfowy 2002/2003.

Zestawienie w kilku przypadkach zawiera niewielkie zróżnicowanie zatwierdzonych cen w ramach jednego przedsiębiorstwa. Spowodowane jest to przede wszystkim formułą ustalania tej ceny zawartą w § 15 rozporządzenia taryfowego elektrycznego, zakładającą zróżnicowanie ceny energii ze względu na poziom napięcia sieci, do której przyłączone jest źródło, lub

Tabela 6. Ceny energii elektrycznej proponowane i zatwierdzone w procesie taryfowym w latach 2001/2002 i 2002/2003

Nazwa przedsiębiorstwa	Cena stosowana przed zatwierdzeniem taryfy w 2001 r.	Cena proponowana przez EC do taryfy 2001/2002	Cena zatwierdzona w taryfie 2001/2002	Cena proponowana przez EC do taryfy 2002/2003	Cena zatwierdzona w taryfie 2002/2003
Rsafinieria Gdańska SA	–	–	–	138,20	99,00
Energia Siedlce Sp. z o.o.	–	–	155,00	185,60	155,00
Zakłady Mebli Giętych „Fameg” SA w Radomsku	71,50	–	–	137,74	112,21
„Energomedia” Sp. z o.o. w Trzebini	102,00	–	–	138,80	127,79
Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	106,00	–	–	118,43	118,43
Elektrociepłownia „Giga” SA w Świdniku	121,28	138,20	138,20	140,00	138,20

Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA	118,47	127,00	127,00	137,33	127,00
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA	120,55	130,26 133,48	130,26 133,48	139,93 142,53	130,26 133,48
Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA	126,00	138,20 141,42	134,56 135,76	151,10 152,30	134,56 135,76
Elektrociepłownia „Elbląg” Sp. z o.o.	117,00	138,22	133,31	144,50	133,31
Elektrociepłownia „Wybrzeże” SA	142,50 120,33	142,50 138,20	135,75	151,66	135,75
Elektrociepłownie Warszawskie SA	110,00 110,00 120,68	131,75 130,50 132,87	131,75 127,00 130,33	151,75 147,00 150,33	131,75 127,00 130,33
Elektrociepłownia „Energotor – Toruń” SA	85,84	141,42	135,00	147,74	135,00
Elektrociepłownia „Kalisz – Piwonice” SA	120,78	138,37	135,24	150,90	135,24
OPEC Grudziądz Sp. z o.o.	102,12	133,00	127,65	156,19	127,65
Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA	109,79	141,00	134,00	150,00	134,00
Elektrociepłownia „Będzin” SA	118,60	138,20	126,00	161,23	126,00
Elektrociepłownia Chorzów „Elcho” Sp. z o.o.	114,00	141,42	130,06	157,66	130,06
Elektrociepłownia „Lublin – Wrotków” Sp. z o.o.	-	-	-	206,10	186,20
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze	88,10	137,21	133,55	139,36	133,59
Zespół Elektrowni Ostrołęka SA	120,23	137,06 140,28	130,42 127,20	145,22 141,23	130,42 127,20
Elektrownia „Białystok” SA	118,41	138,20	134,16	140,19	134,16
Polski Koncern Naftowy ORLEN SA	105,67	112,85	112,85	112,85	112,85
Elektrociepłownia „Bytom” SA	114,12	138,20	129,00	151,94	129,00
Elektrociepłownia „Zduńska Wola” Sp. z o.o.	111,00	141,42	135,48	143,21	135,48
Energetyka Dwory Sp. z o.o. w Oświęcimiu	105,24	115,92	111,23	112,29	112,29
Elektrociepłownia „Kraków” SA	126,77	132,00	132,00	138,00	132,00
Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA	106,59	179,90	133,97	170,00	134,04
Cukrownia „Zbiersk” SA	-	-	-	95,00	95,00
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „Kogeneracja” SA	119,00	138,20 140,28	133,99 136,00	144,00	138,00
Elektrownia „Stalowa Wola” SA	111,00	146,26	138,20	161,20	138,20
Energetyka Boruta Sp. z o.o. w Zgierzu	113,37	138,20	137,58	137,58	137,58
Elektrociepłownia „Zabrze” SA	109,00	173,73	129,60	161,10	129,60
Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA	127,10	141,42	139,60	164,32	139,60
Pabianickie Zakłady Przemysłu Bawełnianego „Pamotex” SA	90,00	138,17	138,17	141,91	138,17
Cukrownia „Dobrzelin” SA	-	-	-	115,00	115,00
Południowy Koncern Energetyczny SA (Bielsko-Biała)	110,00	139,11 142,52	125,86 129,08	157,62 168,32	125,86 136,56
Cukrownia „Ropczyce” SA	72,88	-	-	116,00	109,09
Zespół Elektrowni Dolna Odra SA (EC Szczecin)	130,68	363,67	170,10 169,42	250,11 249,43	190,68 199,51
Polish Energy Partners SA	175,99 163,61	165,86 165,86	159,33 155,56	159,33 155,56	159,33 155,56
Megatem EC – Lublin Sp. z o.o.	98,88	113,72	112,52	135,70	120,00
RCEkoenergia Sp. z o.o. w Czechowicach-Dziedzicach	55,44	130,68	110,00	115,00	110,00

Źródło: URE.

wyodrębnieniem (różną lokalizacją) jednostek wytwórczych.

Ponadto porównanie cen w poszczególnych przedsiębiorstwach wskazuje na ich duże zróżnicowanie – od 95 zł/MWh do 199 zł/MWh. Jednakże odrzucenie przypadków skrajnych, np. rafinerii czy cukrowni o najniższych cenach oraz EC Szczecin o najwyższej cenie (o wysokich kosztach finansowych związanych z dokonaną w latach poprzednich modernizacją), zawęża przedział cenowy od 110 do 160 zł/MWh.

Czynnikami podstawowym wpływającym na zróżnicowanie cen jest przede wszystkim poziom kosztów uzasadnionych wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu z kosztami modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska w danym źródle ciepła, który dla każdej elektrociepłowni poddawany jest wnikliwej analizie i weryfikacji. Pewne znaczenie ma również zróżnicowanie cen sprzedaży energii stosowanych przez przedsiębiorstwa w 2001 r., tj. przed nowelizacją rozporządzeń taryfowych oraz wejściem w życie rozporządzeń o obowiązku zakupu, jakkolwiek dla dużych elektrociepłowni zawodowych to zróżnicowanie jest niewielkie.

Zróżnicowanie kosztów następuje w szczególności ze względu na: rodzaj źródła (np. parowe przeciwprężne, parowe upustowo-kondensacyjne, turbiny gazowe z kotłem odzysknicowym, obiegiem kombinowanym parowo-gazowym itp.), rodzaj paliwa (np. gaz ziemny wysokometanowy, gaz koksowniczy, olej opałowy czy najczęściej stosowany miał węgla kamiennego), a także koszty finansowe związane z inwestycjami lub modernizacjami.

Ogromną rolę odgrywa tutaj również poziom ceny ciepła wytwarzanego w skojarzeniu, silnie związanej z ceną energii elektrycznej. Ustalenie ceny energii elektrycznej ma bezpośrednie przełożenie na ustalanie cen ciepła, bowiem zgodnie z § 13 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla ciepła planowane koszty wytwarzania ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną oblicza się jako różnicę między łącznymi planowanymi kosztami prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej wraz z kosztami modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska w danym źródle ciepła a przychodem z tytułu sprzedaży energii elektrycznej. Duże znaczenie ma tutaj rynek lokalny ciepła, na którym cena ciepła ze źródeł skojarzonych powinna być nieco niższa od cen ciepła z typowych ciepłowni.

Przypadki ustalenia dość wysokich cen dotyczą źródeł, w których podstawowym paliwem używanym do produkcji jest gaz ziemny wysokometanowy, ewentualnie źródeł, w których przeprowadzone zostały inwestycje modernizacyjno-rozwojowe, a związane z nimi koszty finansowe po zweryfikowaniu zostały uznane za koszty uzasadnione.

Średnia cena energii elektrycznej dla 42 przedsiębiorstw (szacowana na podstawie planowanej sprzedaży) ukształtowała się na poziomie nieco poniżej

134 zł/MWh i jest wyższa o 11,7% od cen wynikających z kontraktów dwustronnych zawieranych na rynku konkurencyjnym przez elektrownie kondensacyjne. Relacja tych cen poprawiła się w porównaniu z rokiem ubiegłym, w którym średnia zatwierdzonych cen EC była wyższa o 30% od cen rynkowych.

Średnia cena ciepła tych przedsiębiorstw wyniosła 21,65 zł/GJ i jest niższa o 11% od średniej krajowej ceny wytwarzania ciepła (z wyłączeniem przedsiębiorstw wytwarzających energię w pełnym skojarzeniu). Ta relacja cen – w przeciwieństwie do cen energii elektrycznej – nie uległa znacznemu odchyleniu w stosunku do ubiegłego roku, w którym średnia cena ciepła z pełnego skojarzenia była niższa o 15% od średniej krajowej przedsiębiorstw wytwórczych.

Było to wynikiem działań regulacyjnych podjętych przez Prezesa URE w celu wymuszenia efektywności działania elektrociepłowni i ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Jak wynika z przedstawionego zestawienia, większość elektrociepłowni wnosila w 2002 r. o zatwierdzenie znacznie wyższych (od kilku do kilkudziesięciu zł za MWh) cen energii elektrycznej od stosowanych poprzednio, co z pewnością spowodowałoby także wzrost cen w całej elektroenergetyce. Aby zapobiec takiemu zagrożeniu, koszty działalności koncesjonowanej związanej z wytworzeniem ciepła i energii elektrycznej w przypadku każdego z przedsiębiorstw zostały poddane szczegółowej analizie i weryfikacji (z uwzględnieniem sytuacji ekonomicznej i specyfiki danego przedsiębiorstwa energetycznego). Ponadto porównano funkcjonowanie danego źródła skojarzonego pod kątem ekonomiczno-finansowym z systemem rozdzielonym.

Analiza przedstawianych przez przedsiębiorstwa kosztów wskazywała na ich zawyżenie w wielu pozycjach, w tym szczególnie w zbyt wygórowanych prognozach wzrostu cen paliw i kosztów ich transportu, kosztów remontów i wynagrodzeń, obsługi serwisowej, kosztów finansowych i zysku na nieracjonalnym poziomie.

W sytuacji, gdy URE i przedsiębiorstwa nie mogły uzgodnić stanowisk co do zasadności uznania kosztów za uzasadnione, Prezes URE wykorzystywał (w ok. połowie przypadków) jedno z przysługujących mu ustawowo narzędzi regulacyjnych w postaci ustalania współczynnika korekcyjnego (X) poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa. Przyczyniło się to do uzyskania wymiernych oszczędności dla systemu elektroenergetycznego i w efekcie nieprzeniesienia na odbiorców końcowych kwoty szacowanej na ponad 200 mln zł.

Jakkolwiek produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem jest preferowana przez państwo (poprzez nałożony obowiązek zakupu energii elektrycznej), nie oznacza to jednak uprzywilejowania bezwarunkowego, bez liczenia się z kosztami. Celem przyświecającym Prezesowi URE w regulacji jest

doprowadzenie do sytuacji, w której układy skojarzone przynosić będą efekt ekonomiczny dla gospodarki krajowej, zarówno dla odbiorców energii elektrycznej, jak i lokalnych odbiorców ciepła. Art. 23 Prawa energetycznego stanowi m.in., iż Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Ponadto Prezes URE zobowiązany jest nie tylko do zapewnienia poprzez taryfy pokrycia uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych, ale również do ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Jak wskazuje kilkuletnia praktyka regulacyjna, nie wszystkie koszty pokazywane w sprawozdawczości przedsiębiorstw można uznać za uzasadnione w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Relatywnie niższe koszty wytwarzania w skojarzeniu, wynikające z oszczędności paliwa oraz ograniczenia opłat z tytułu gospodarczego korzystania ze środowiska naturalnego, powinny pozwolić na utrzymanie cen energii na poziomie racjonalnym, przynoszącym również efekty ekonomiczne odbiorcom energii. Nie zostało to jednak osiągnięte w poprzednim roku taryfowym z uwagi na brzmienie § 15 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej, nadmierne preferujące cenę energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu. Proces normowania tej sytuacji wymaga dłuższego okresu.

Generalnie można stwierdzić, że dążenie do zrationalizowania działalności elektrociepłowni, przy nie do końca usprawiedliwionych wysokich korzyściach, jakie osiągały one w poprzednim okresie taryfowym, spowodowało, iż w taryfach zatwierdzanych w 2002 r., pomimo wprowadzenia podatku akcyzowego, ograniczony został wzrost cen energii elektrycznej, a jednocześnie wzrost był zbliżony do wysokości inflacji.

Drugą przyczyną ograniczenia wzrostu cen energii elektrycznej jest to, że Prezes URE ma obowiązek ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Obowiązek ten został określony w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne. Wyższe ceny za energię elektryczną produkowaną w elektrociepłowniach skutkują w ostatecznym rozrachunku wyższymi opłatami dla odbiorców końcowych. Biorąc pod uwagę obciążenie w końcu marca 2002 r. każdej sprzedawanej jednostki energii akcyzą, należy zaznaczyć, że intencją ustawodawcy nie było obciążanie akcyzą bezpośrednio odbiorców energii elektrycznej. Nałożenie podatku akcyzowego na wytwarzaną energię elektryczną z założenia miało zwiększyć dochody budżetu państwa poprzez wykorzystanie pewnych rezerw występujących u wytwórców energii, nie powinno więc być utożsamiane z bezwarunkowym prawem do przerzucenia ciężaru podatkowego na barki społeczeństwa. Prezes URE, realizując politykę energetyczną państwa poprzez działania regulacyjne, dążył, przy zachowaniu słusznego interesu przedsiębiorstwa energetycznego, do ograni-

czenia skutków wprowadzenia akcyzy dla odbiorców końcowych. Przeniesienie wprost dodatkowego ciężaru stanowiłoby hamulec dla rozwoju gospodarczego oraz poważnie uszczupliłoby budżety domowe, co byłoby szczególnie odczuwalne przez niezamożną część społeczeństwa.

Prezes URE dwukrotnie występował do Ministra Gospodarki z propozycjami nowelizacji aktów wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne w zakresie obowiązku zakupu tej energii i kształtowania cen, jednakże bez pozytywnych efektów. Projekt rozporządzenia w zakresie obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem został poddany uzgodnieniom międzyresortowym dopiero w grudniu 2002 r. Jednakże w zakresie ustalania cen najistotniejszą rolę odgrywa nowelizacja rozporządzeń taryfowych.

2.4.5. Zwalnianie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

Zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym w 2002 r., Prezes URE mógł zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdził, że w zakresie objętym taryfą działało ono na rynku konkurencyjnym. W prowadzonych na wniosek przedsiębiorstw energetycznych postępowaniach o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia do oceny, czy dane przedsiębiorstwo działało na rynku konkurencyjnym, Prezes URE stosował kryteria określone w Stanowisku z 30 czerwca 2000 r. w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny, opublikowanym w „Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki” nr 4/2000⁶⁾.

W 2002 r. do URE wpłynęło kilka wniosków indywidualnych o zwolnienie z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. W dwóch przypadkach Prezes URE wydał decyzje o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia, w wyniku stwierdzenia, że wnioskodawcy działali (w określonym zakresie) na rynku.

Warto omówić szerzej jedną z tych spraw⁷⁾, bowiem jest ona charakterystyczna dla relacji dużych elektrociepłowni ze spółkami dystrybucyjnymi. Wnioskodawca został bowiem zwolniony (decyzją Prezesa URE z 26 listopada 2002 r.) z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej w zakresie

6) Od 1 stycznia 2003 r. cechy rynku, jakie Prezes URE bierze pod uwagę przy rozpatrywaniu wniosku o zwolnienie przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, określa przepis art. 49 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

7) W drugim przypadku wnioskodawcą była elektrociepłownia przemysłowa.

jej wytwarzania, w części niepodlegającej obowiązkowi zakupu, tj. w tej części, która nie jest oferowana przedsiębiorstwu dystrybucyjnemu w ramach ilości określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej po cenie zatwierdzonej w taryfie wnioskodawcy dla energii elektrycznej. W toku postępowania administracyjnego w tej sprawie ustalono, że całość energii elektrycznej wytworzonej w źródle wnioskodawcy może, lecz nie musi zostać zaoferowana do sprzedaży w ramach obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne, do którego sieci dostarczana jest energia, stosownie do przepisu § 1 ust. 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. Elektrociepłownia ta jest w stanie produkować pewną ilość energii z rezerwy wirującej urządzeń wytwórczych oraz w tzw. pseudokondensacji ponad poziom zaoferowany w umowie z przedsiębiorstwem dystrybucyjnym do sprzedaży w ramach obowiązku zakupu. Ilość faktycznie wytworzonej energii wynika z obciążenia cieplnego, ale cena taryfowa obowiązuje nie wobec całości energii rzeczywiście dostarczonej do sieci, lecz tylko w odniesieniu do energii zgłoszonej przez wnioskodawcę w planie (grafiku) na dzień następny. Strony bowiem dobrowolnie uzgodniły, iż pewna ilość energii rzeczywiście dostarczonej rozliczana może być po cenach innych niż taryfowe.

Należy podkreślić, że przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem zobowiązane są do zakupu całej oferowanej energii wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem, jednak w praktyce zasady rozliczeń ustalane są bezpośrednio w umowach zawieranych między wytwórcą a spółką dystrybucyjną, do której sieci jest on przyłączony. W poszczególnych przypadkach strony mogą umówić się, że energia oferowana w ramach obowiązku zakupu mieści się w ilościach zgłoszonych w określony sposób w grafikach, zaś jej nadwyżki, które nie podlegają temu obowiązkowi, mogą być sprzedawane po cenach negocjowanych. Dlatego też w indywidualnych przypadkach, po zbadaniu stanu faktycznego, w tym uwarunkowań technicznych i postanowień zawartej między stronami umowy o sprzedaży energii, istnieje możliwość zwolnienia przez Prezesa URE w przypadku tej części energii z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia w drodze indywidualnej decyzji. Przyczynia się to do zwiększenia konkurencji na lokalnym rynku energii.

W związku z tym ustalono, że odbiorca ma możliwość wyboru dostawcy energii elektrycznej nieplanowanej w każdej godzinie doby na konkurencyjnym rynku energii. W szczególności może kupić energię od innego dostawcy, na Gieldzie Energii lub na Rynku Bilansującym, a wnioskodawca nie ma pozycji dominującej jako dostawca. Liczba dostawców energii jest potencjalnie bardzo duża, a odbiorca ma możliwość zmiany dostawcy bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów. Wnioskodawca nie ma więc możliwości narzucania odbiorcy uciążliwych warunków umowy, w tym zwłaszcza cen energii elektrycznej. Ceny mogą więc być swobodnie negocjowane, a system pomiarowo-rozlicze-

niowy pozwala na rozliczanie dostaw energii w poszczególnych porach doby i roku. Oznacza to, że spełnione są kryteria uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny.

2.5. Procedury regulacyjne związane z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA, tzw. osp (operatorem systemu przesyłowego)

W pierwszym półroczu 2002 r. PSE SA wystąpiły dwukrotnie o zmianę obowiązującej wówczas trzeciej taryfy, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 6 lipca 2001 r.

W związku z faktem, iż w decyzji tej termin obowiązywania taryfy określono na dzień 31 grudnia 2001 r. (co było związane z wdrażaniem rynku energii, w tym dobowo-godzinowego Rynku Bilansującego, a także ze zwolnieniem przedsiębiorstw wytwórczych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia), w celu dalszego obowiązywania taryfy niezbędne było wystąpienie o przedłużenie okresu jej obowiązywania. Postępowanie zostało zakończone decyzją Prezesa URE z 16 stycznia 2002 r. o przedłużeniu okresu obowiązywania taryfy PSE SA do 30 czerwca 2002 r.

Kolejny wniosek o zmianę taryfy, złożony przez PSE SA, dotyczył uwzględnienia zwiększonych kosztów zakupu energii w związku z wprowadzeniem od 26 marca 2002 r. podatku akcyzowego na energię elektryczną. Decyzją z 9 kwietnia 2002 r. Prezes URE odmówił zatwierdzenia tej zmiany taryfy.

W procedurze zatwierdzania czwartej taryfy PSE SA ze względu na wygórowane żądania co do proponowanego wzrostu cen w odniesieniu do trzeciej taryfy (proponowany wzrost o 10%) Prezes URE posłużył się decyzją ustalającą wartość współczynników korekcyjnych X, wyznaczających dopuszczalny poziom przychodu na okres obowiązywania taryfy, na poziomie zapewniającym pokrycie kosztów uznanych przez regulatora za uzasadnione.

Przy określaniu dopuszczalnego poziomu przychodów Prezes URE określił również uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych, który wpływa na koszty wynikające z tych nakładów, tj. amortyzację i zwrot z kapitału, i w efekcie determinuje poziom cen usług przesyłowych w dłuższym okresie.

Decyzją z 14 maja 2002 r. Prezes URE wezwał PSE SA do przedłożenia taryfy z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych X w terminie 5 dni od daty doręczenia decyzji. W wyniku tej decyzji oczekiwania PSE SA odnośnie do poziomu przychodu taryfowego zostały ograniczone o ok. 1 200 mln zł, tj. o 7%, a oszczędności uzyskano na obniżeniu kosztów własnych przedsiębiorstwa i zobowiązaniach wobec wytwórców KDT.

PSE SA zastosowały się do decyzji Prezesa URE w zakresie wysokości przychodu regulowanego i przedłożyły taryfę, która została zatwierdzona 15 czerwca 2002 r. W efekcie taryfa PSE SA wzrosła nominalnie o 3% zamiast proponowanych 10%.

Uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych, o których była mowa wyżej, wynika z planu rozwoju PSE SA

sporządzonego na lata 2002-2005. Projekt planu wraz z wnioskiem o jego uzgodnienie został przekazany Prezesowi URE 28 lutego 2002 r. Po analizie proponowanych nakładów inwestycyjnych i otrzymaniu opinii zarządów województw – w trybie art. 23 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne – projekt ten uzyskał akceptację Prezesa URE w zakresie roku taryfowego 2002/2003.

Jednocześnie wskazano na konieczność zmiany podejścia do planowania rozwoju Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP), które powinno uwzględniać uwarunkowania wynikające z rozwoju rynku energii. Prezes URE uznał za konieczne opracowanie aktualnego zestawienia ograniczeń wynikających z obecnego stanu technicznego i ukształtowania KSP oraz przedstawienie propozycji PSE SA w zakresie niezbędnych działań prowadzących do likwidacji tych ograniczeń w wymiarze technicznym (miary i wskaźniki charakteryzujące obecne parametry pracy sieci i wielkości możliwe do osiągnięcia w wyniku realizacji tych działań) oraz finansowym (projekcja kosztów i zysków związanych z likwidacją poszczególnych ograniczeń).

W drugim półroczu 2002 r. PSE SA wystąpiły z dwoma wnioskami o zatwierdzenie zmiany obowiązującej czwartej taryfy dla energii elektrycznej.

W pierwszym przypadku powodem wystąpienia były wyższe koszty związane z usuwaniem ograniczeń systemowych oraz koszty związane z wprowadzeniem podatku akcyzowego. To postępowanie nie zostało zakończone w 2002 r.

W drugim przypadku przedsiębiorstwo wносиło o zmianę Minimalnych Ilości Energii (MIE) przypadających na odbiorców PSE SA, tj. na spółki dystrybucyjne, oraz o usunięcie z treści obowiązującej taryfy zapisów dotyczących cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych PSE SA przyłączonych do sieci o napięciu 220 kV, tj. Huty „Częstochowa”, Huty „Zawiercie” i Zakładów Koksoowniczych „Przyjaźń” w Dąbrowie Górniczej (co uzasadniało zmianą przepisu art. 7 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, która stanowi, iż obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej nie dotyczy przedsiębiorstwa energetycznego będącego jednocześnie operatorem systemu przesyłowego).

Decyzją z 13 grudnia 2002 r. Prezes URE zatwierdził zmianę dotyczącą MIE dla spółek dystrybucyjnych, odmawiając jednocześnie zatwierdzenia zmiany związanej z usunięciem zapisów związanych z ww. odbiorcami końcowymi. Ewentualne zaakceptowanie takiej zmiany groziłoby naruszeniem interesu społecznego, gdyż odbiorcy ci nieodwracalnie straciliby prawo do zakupu energii od PSE SA po cenach taryfowych, tj. o wiele niższych w porównaniu z cenami proponowanymi przez inne przedsiębiorstwa. Ponadto zgodnie ze znowelizowanym art. 9c ust. 8 pkt 1 ustawy Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej wyznaczy operatora systemu przesyłowego, a w chwili wydawania decyzji nie było przesądzone, jaki podmiot 1 stycznia 2003 r. będzie

pełnił tę funkcję, a tym samym nie będzie zobligowany do sprzedaży energii elektrycznej przyłączonym do jego sieci odbiorcom, zgodnie z treścią art. 7 ust. 1 noweli ustawy.

2.6. Procedury regulacyjne związane z operatorami systemów dystrybucyjnych (zakładami energetycznymi)

2.6.1. Regulacja w latach 1999-2000

W dwóch pierwszych okresach taryfowych podstawowym założeniem przyjętym przez regulatora było utrzymanie jednolitego pułapu wzrostu cen dla wszystkich odbiorców. Przedstawiając taryfy do zatwierdzenia, przedsiębiorstwa w większości wносиły o zatwierdzenie wzrostów przekraczających przyjęte założenie, argumentując, iż proponowane przez nie ceny i stawki opłat zostały ustalone na poziomie zapewniającym jedynie pokrycie kosztów uzasadnionych.

Przy zatwierdzaniu pierwszej taryfy największe roszczenia spółek dystrybucyjnych co do poziomu wzrostu cen i stawek opłat dotyczyły odbiorców zakwalifikowanych do grup G11 i G12, a więc odbiorców zużywających energię na potrzeby bytowe. Proponowane wzrosty średnich cen zawierały się w przedziale:

- dla grupy G11 – od 13% do 60% (na 33 zakłady energetyczne 27 zaproponowało wzrosty powyżej 20%, z tego 20 – wzrosty powyżej 30%, w tym 10 – wzrosty powyżej 40%),
- dla grupy G12 – od 13% do 161% (28 zakładów energetycznych zaproponowało wzrosty powyżej 20%, z tego 21 – wzrosty powyżej 30%, w tym 10 – wzrosty powyżej 40%).

W pozostałych grupach taryfowych proponowane zmiany średnich cen w grupach taryfowych zawierały się w przedziale od spadku o 38,5% do wzrostu o 85,9%. Największą skalę proponowanych podwyżek odnotowano w grupach: A23 (wysokie napięcie) – proponowane wzrosty do 35,5%, i B23 (średnie napięcie) – proponowane wzrosty do 52,1%.

Powyższe propozycje spółek dystrybucyjnych zostały ograniczone tak, iż we wszystkich zakładach energetycznych średnie ceny w poszczególnych grupach taryfowych nie wzrosły więcej niż o 13%. W przypadku grup G11 i G12, w celu ochrony odbiorców przed zbyt wysokim wzrostem cen, płatności wszystkich odbiorców również nie mogły wzrosnąć o więcej niż 13%.

Ochrona interesów odbiorców spowodowała, iż poziom ustalonych cen i stawek opłat w grupach G odbiegał od poziomu ekonomicznie uzasadnionego, tzn. nie pokrywał ponoszonych kosztów działalności.

Część utraconych przychodów w tych grupach zakłady energetyczne odzyskały poprzez zastosowanie dozwolonego przepisami tzw. subsydiowania skrótnego, czyli przerwania części obciążeń przypadających na odbiorców grup G na odbiorców pozostałych grup taryfowych.

Przy zatwierdzaniu drugiej taryfy proponowane wzrosty średnich cen dla odbiorców zakwalifikowanych do grup G11 i G12 zawierały się w przedziale:

- dla grupy G11 – od 10% do 46,4% (26 zakładów zaproponowało wzrosty powyżej 20%, z tego 10 – wzrosty powyżej 30%),
- dla grupy G12 – od 5,4% do 60,4% (20 zakładów energetycznych zaproponowało wzrosty powyżej 20%, z tego 10 – wzrosty powyżej 30%).

W przypadku pozostałych grup taryfowych proponowane zmiany średnich cen zawierały się w przedziale od spadku o 28,5% do wzrostu o 37,3%.

W wyniku działań Prezesa URE w przypadku grup G11 i G12 płatności odbiorców wzrosły odpowiednio w przedziałach od 7,3% do 14,8% i od 9,9% do 14,8%.

W pozostałych grupach taryfowych zmiany średnich cen zawierały się w przedziale od spadku o 14% do wzrostu o 28,2% (nie obowiązywały już przepisy przejściowe rozporządzenia Ministra Gospodarki z 3 grudnia 1998 r.).⁸⁾

W dalszym ciągu, aby chronić odbiorców przed zbyt wysokim wzrostem cen, niezbędne było zastosowanie takiego samego mechanizmu jak w 1999 r., tj. subsydiowania skrośnego, które pozwoliło na przerzucanie części obciążeń przypadających na odbiorców grup G na odbiorców pozostałych grup taryfowych.

Pomimo ostatecznego zatwierdzenia taryf na poziomie niższym niż wnioskowany okazało się, że nie nastąpiła katastrofa finansowa sygnalizowana przez przedsiębiorstwo na etapie postępowania taryfowego. Co więcej, w wielu przypadkach kondycja finansowa przedsiębiorstw po zakończeniu okresu taryfowego była lepsza niż projektowana w momencie zatwierdzenia taryfy. Takie obserwacje utwierdzały w przekonaniu, iż w spółkach dystrybucyjnych istnieją duże możliwości redukcji kosztów – a zadaniem regulatora jest zastosowanie takich metod regulacji, które wymuszają uwalnianie rezerw.

2.6.2. Lata 2001 i 2002 – nowy model regulacji

Zadaniem, jakie postawił sobie Prezes URE w latach 2001 i 2002 przy zatwierdzaniu taryf dla zakładów energetycznych, było stworzenie tym przedsiębiorstwom, spełniającym kryteria naturalnego monopolu, takich warunków działania, aby rentowność przedsiębiorstwa była bezpośrednio uzależniona od jego efektywności kosztowej.

Podjęcie działań wymuszających zwiększenie efektywności i uwalnianie rezerw umożliwił art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. a ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym Prezes URE został wyposażony w uprawnienie do analizowania i weryfikowania kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione.

Celem poszukiwań optymalnej metody regulacji było znalezienie takiej, która osłabiłaby związek pomiędzy kosztami ponoszonymi przez przedsiębiorstwo a cenami świadczonych przez nie usług. Oderwanie cen od ponoszonych kosztów odpowiada bowiem sytuacji, jaka ma miejsce na rynkach konkurencyjnych, gdzie ceny dóbr i usług ustalają się w wyniku gry podaży i popytu. Rynek samoczynnie eliminuje tych przedsiębiorców, którzy żądają wyższych niż konkurenci cen za produkty o takiej samej jakości. Kryteria powyższe spełnia metoda pułapu przychodów, której istotą jest wyznaczenie przez regulatora kwoty przychodów na dany rok okresu regulacji, na podstawie której przedsiębiorstwo ustala w taryfie ceny i stawki opłat. Metoda pułapowa uwalnia regulatora od wiktłania się w tzw. *micromanagement* (co ma miejsce w przypadku kosztowej metody regulacji). Rolą regulatora nie jest bowiem wskazywanie nieuzasadnionego wydatku, lecz wyznaczenie uzasadnionego poziomu przychodów (pokrywających koszty), odpowiadającego skali i warunkom działania przedsiębiorstwa.

W wyznaczaniu uzasadnionego poziomu przychodów tym, co pomaga regulatorowi, jest możliwość oceny efektywności kosztowej danej firmy na tle innych, podobnych firm, działających w podobnych warunkach, np. firm z tej samej branży.

Pierwsze, pilotażowe zastosowanie modelu do oceny uzasadnionego poziomu strat energii w sieciach rozdzielczych miało miejsce w 2001 r., w procesie zatwierdzenia trzecich taryf spółek dystrybucyjnych.

W procesie zatwierdzenia czwartych taryf na okres 2002/2003 modelowej analizie zostały poddane koszty operacyjne, techniczne wielkości różnicy bilansowej oraz poziom nakładów inwestycyjnych. Do wdrożenia metod porównawczych na tak szeroką skalę urząd przygotowywał się od grudnia 2001 r.⁹⁾

W przypadku podsektora dystrybucji energii elektrycznej w Polsce istniały dobre warunki do stosowania metod analizy porównawczej, gdyż badana zbiorowość obejmowała 33 przedsiębiorstwa, prowadzące podobną działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną, stosujące podobne technologie, a różniące się przede wszystkim skalą działania. Porównaniu poddawane były koszty, na które przedsiębiorstwo ma wpływ, czyli tzw. koszty operacyjne (bez kosztów amortyzacji i podatków). Jednak proste porównanie kosztów ponoszonych przez poszczególne przedsiębiorstwa, bez uwzględniania specyfiki i zakresu działania, nie daje podstaw do wnioskowania o efektywności kosztowej danej spółki. Z tego względu konieczne było zbudowanie modelu ekonometrycznego, który niwelowałby wpływ odmiennych warunków działania na poziom kosztów operacyjnych.

8) Dla porównania stopy inflacyjne w poszczególnych latach wyniosły: w 1999 r. – 7,3%, w 2000 r. – 10,1%, w 2001 r. – 5,5%, w 2002 r. – 1,9%.

9) Szerzej – „Analiza efektywności operacyjnej podsektora dystrybucji energii elektrycznej – model regulacji porównawczej”, Warszawa, 7 grudnia 2001 r., Departament Taryf URE, również strona internetowa URE.

Do analizy efektywności operacyjnej zakładów energetycznych posłużył model regresji, wykorzystujący metodę głównych składowych, która pozwala na zbudowanie jednej sztucznej zmiennej (zwanej zmienną t) będącej liniową kombinacją wielu oryginalnych zmiennych charakterystycznych opisujących poszczególne spółki (np. liczby odbiorców S_n czy długości linii nN). Typowanie zmiennych opisujących do modelu (model stworzony na zlecenie URE¹⁰) wykorzystuje 27 zmiennych opisujących wybranych z 56 badanych) odbywa się poprzez badanie poziomu wpływu (istotności) danej zmiennej na analizowany parametr.

W modelu dokonuje się szacunku średniej uzasadnionej wartości określonego parametru (np. kosztów operacyjnych) na podstawie porównania ze średnimi wartościami tego parametru w innych przedsiębiorstwach badanej zbiorowości, z uwzględnieniem różnic w warunkach ich działania.

Za uzasadnione przyjmuje się koszty, jakie ponosiłaby firma „cień” (działająca w identycznych warunkach jak firma analizowana), gdyby działała efektywnie. Należy zaznaczyć, iż tylko koszty modelowe znajdują pokrycie w przychodzie taryfowym. A zatem, gdy rzeczywiste koszty będą wyższe od oczekiwanych, wyznaczonych na podstawie modelu, przedsiębiorstwo musi dokonać ich redukcji, w przeciwnym wypadku poniesie stratę.

Niezwykle istotnym warunkiem skutecznego wykorzystania metod porównawczych do oceny efektywności kosztowej było stworzenie jednolitej bazy informacyjnej o kosztach spółek. Dlatego równoległe z prowadzeniem konsultacji z przedstawicielami sektora na temat samego modelu urząd pracowało nad wprowadzeniem nowych standardów sprawozdawczości energetycznej dla potrzeb taryfowania. Do końca marca 2002 r. zebrano dane kosztowe za lata 2000-2001, które następnie zostały wykorzystane w modelu do wyznaczenia uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych i strat w sieciach elektroenergetycznych na okres obowiązywania czwartych taryf. Wyniki zastosowania modeli zostały przedstawione spółkom dystrybucyjnym w kwietniu 2002 r. w założeniach do konstruowania wniosków taryfowych.¹¹⁾

Do wyznaczenia uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych i różnic bilansowych na okres czwartej taryfy jako zmienną niezależną przyjęto odpowiednio wartości rzeczywistych kosztów własnych przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu nią (z wyłączeniem amortyzacji i podatków) oraz wartości techniczne strat za 2001 r., wykazane w arkuszach sprawozdawczych opracowanych przez URE. Następnie dla każdej spółki została wyznaczona spółka „cień”,

czyli spółka efektywna pod względem kosztów operacyjnych i strat w sieciach.

Różnica w kosztach i poziomie strat pomiędzy spółką rzeczywistą a jej „cieniem” wyznaczała skalę nieefektywności danego przedsiębiorstwa. Przyjęto założenie, że najbardziej efektywne jest przedsiębiorstwo o największym dodatnim procentowym odchyleniu kosztów modelowych od rzeczywistych, a najmniej efektywne jest przedsiębiorstwo o największym ujemnym procentowym odchyleniu kosztów modelowych od rzeczywistych. Ponadto założono sektorową poprawę efektywności na poziomie 5%. W rezultacie przyjęto, że spółka najbardziej efektywna będzie musiała zredukować koszty o 5%, zaś najbardziej nieefektywna – o 15%. Rezultatem zastosowania modeli ekonometrycznych w procesie czwartego taryfowania było wymuszenie redukcji kosztów operacyjnych o ok. 10% oraz kosztów zakupu energii na pokrycie strat o ok. 8%. W efekcie udało się zredukować planowane przychody podsektora dystrybucji o ok. 670 mln zł.

Średni proponowany wzrost cen w spółkach dystrybucyjnych wyniósł 8,48% i został zredukowany do poziomu 5,56%. Najbardziej jaskrawym przykładem redukcji oczekiwań jest zmiana dynamiki średniej ceny energii elektrycznej jednej ze spółek z południowej Polski, która wyniosła 2,65%, podczas gdy wnioskowano o 12,77%.

Prawdopodobnie takiej skali redukcji kosztów nie udało się osiągnąć metodą negocjacji poszczególnych pozycji kosztowych we wnioskach taryfowych zgłaszanych przez spółki. Doświadczenia dwóch pierwszych okresów regulacji wskazują, iż przedsiębiorstwa z niezwykłą żarliwością bronią swoich planów, na różne sposoby uzasadniając konieczność zapewnienia sobie przychodów na odpowiednim poziomie (np. przedstawiając niezbędne do poniesienia nakłady inwestycyjne czy też argumentując, że w tym właśnie roku taryfowym konieczna jest wymiana 30% liczników itd., itd.).

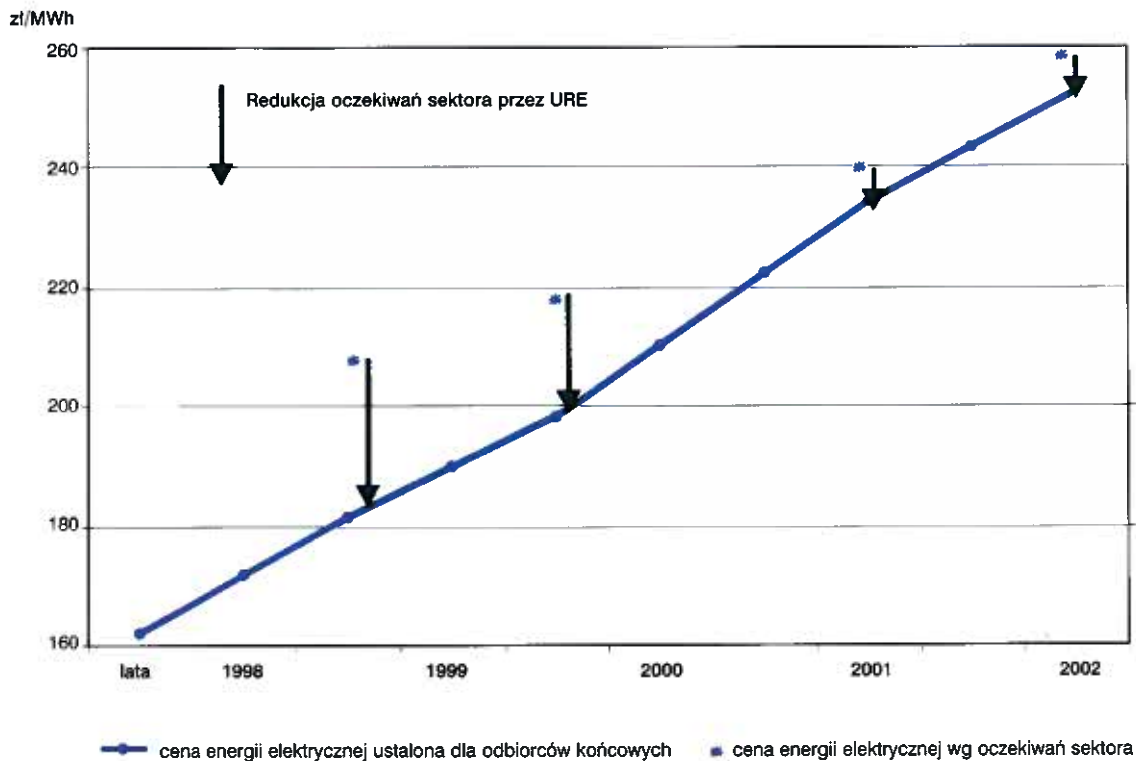
Zastosowanie metod porównawczych na tak szeroką skalę (koszty operacyjne, różnice bilansowe, nakłady inwestycyjne) spotkało się ze zrozumieniem i akceptacją ze strony przedsiębiorstw energetycznych, dla których procedura taryfowa stała się bardziej przejrzysta i obiektywna, i w dużym stopniu uprościło proces zatwierdzania taryf i przesunęło ciężar „dowodowy” w dyskusji ze spółkami w ich stronę. Regulator decyzją taryfową zapewnia przedsiębiorstwu pokrycie tylko tych kosztów, które powinno ono ponosić, działając na poziomie oczekiwanej efektywności w sektorze.

Na rysunku 4 przedstawiono dokonaną przez Prezesa URE w poszczególnych latach taryfowych redukcję oczekiwań sektora dystrybucji w zakresie średnich cen, która przedstawiała się następująco: pierwsza taryfa – redukcja o 12,13%, druga taryfa – redukcja o 8,89%, trzecia taryfa – redukcja o 2,7%, czwarta taryfa – redukcja o 2,7%.

10) Szerzej – Paweł Urbański, „Model Regulacji Porównawczej”, URE, Warszawa 1999 r.

11) „Taryfy Spółek Dystrybucyjnych na okres 2002/2003”, Departament Taryf URE, Warszawa, kwiecień 2002.

Rysunek 4. Redukcja oczekiwań sektora dystrybucji w poszczególnych latach



Wdrożenie nowego modelu regulacji zostało zainspirowane zarówno doświadczeniami własnymi, jak i doświadczeniami innych krajów. Stosują one różne formy regulacji cenowej o zróżnicowanym stopniu oddziaływania (np. metody typu „cost plus”, „price cap”, „revenue cap”). Regulacja cenowa stosowana w Polsce zalicza się do grupy metod regulacji bodźcowej (*incentive-based regulation*) o wysokim stopniu oddziaływania i jest uznawana za najbardziej efektywną formę regulacji. Metoda ta jest oparta na formule RPI-X (pułap przychodów) i od wielu lat jest z powodzeniem stosowana wobec spółek dystrybucyjnych w Wielkiej Brytanii, mającej najbardziej dojrzały i konkurencyjny rynek energii w Europie. Metodę tę charakteryzują silne bodźce ekonomiczne do poprawy efektywności dzia-

łania regulowanego przedsiębiorstwa oraz niskie koszty regulacji.

Oprócz Wielkiej Brytanii metoda regulacji bodźcowej opartej na formule RPI-X jest szeroko stosowana na świecie, np. w Holandii, we Włoszech, w Norwegii, Chile, Argentynie, Australii i Nowej Zelandii.

Także w zakresie uregulowania innych kwestii związanych z funkcjonowaniem hurtowego i detalicznego rynku energii i zapewnienia niedyskryminujących zasad dostępu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych rozwiązania przyjęte w Polsce stanowią odzwierciedlenie rozwiązań stosowanych na świecie. W zamieszczonej poniżej tabeli 7 przedstawiono kompetencje decyzyjne instytucji regulacyjnych wybranych krajów Unii Europejskiej i Polski w odniesieniu do rynku energii elektrycznej.

Tabela 7. Kompetencje decyzyjne instytucji regulacyjnych w odniesieniu do rynku energii elektrycznej

Kraj	Dostęp do sieci				Taryfy		Połączenia międzysystemowe		Rynek hurtowy		Kto określa warunki funkcjonowania rynku detalicznego?	Kto wydaje koncesje w zakresie handlu na rynkach hurtowym i detalicznym?
	Kto decyduje o dostępie i jego warunkach?	Kto postanawia w sporach w sprawie dostępu?	Kto pełni funkcje organu odwoławczego w zakresie dostępu?	Kto narzuca przeprowadzenie unbundlingu / separacji strukturalnej?	Kto decyduje w sprawie taryf i za dostęp do sieci przesyłowych?	Kto pełni funkcje organu odwoławczego w sprawach taryfowych?	Kto określa zasady dostępu do połączeń międzysystemowych i stosowania taryf	Kto pełni funkcje organu odwoławczego w sprawach połączeń międzysystemowych?	Kto określa warunki funkcjonowania rynku hurtowego?	Kto pełni funkcje organu odwoławczego na rynku hurtowym?		
Austria	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R i WL
Dania	R	R	ERO	M	R	ERO	M	ERO	R i K	ERO i KRO	R i K	M
Finlandia	R i OS ¹	R	S ²	M	OS	R i S ²	OS	R i S ²	OS ⁶	K i S ²	OS ¹	b
Francja	M i R	R	R i I	I	R	I	R	I	I	I	R, M i I	M
Niemcy	PS	K	K	M	PS	K	PS	K	POR	b.d.	M	b.d.
Włochy	R	R	S ⁴	M i R	R	S	R	S	R/M	A	R	M
Luksemburg	R i M	R i S	S	M	R, M i OSP ^c	S	Brak połączeń ⁵		b.d.	b.d.	M i PE	b.d.
Holandia	R i M	R	I	M	R	R	R i M	I	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Portugalia	R	R i M	R i S ⁶	M	R	S	R	R i S	R	R i S	R	M
Hiszpania	M	R	M	M	M	S ⁷	M	M	M	R	M	M
Szwecja	R	R	R i M	R	OS i R	R	R i M	M	mr	K	b	b
UK (GB)	R i U ^a	R ^b	R	SS ⁸	OSP ^d	b	OSP	b	R i U	b.d.	R i U	R
UK (Irl. Płn.)	R	R	R	M	R	b	R	R	R	R	b.d.	M
Polska*	R i OS	R	S	M	R	S	R i OSP	b.d.	mr⁹	R i S	M i R	R

R – regulator, WL – władze lokalne, ERO – energetyczna rada odwoławcza (Danish Energy Board of Appeal), KRO – rada odwoławcza ds. konkurencji (Danish Board of Appeals of Competition), M – minister, K – instytucja antymonopolowa (ochrony konkurencji), OS – operator sieciowy, S – stosowny sąd, b – brak instrumentu w danym zakresie, I – inne instytucje (nie sprecyzowano), PS – porozumienie sektorowe, POR – prywatni operatorzy rynków, A – arbiter (mianowany przez radę operatora rynku), b.d. – brak danych, OSP – operator systemu przesyłowego, mr – mechanizm rynkowy, U – użytkownicy systemu.

* Dane nieweryfikowane.

Źródło: Opracowanie URE na podstawie Electricity Liberalisation Indicators in Europe, EU Commission, DG TREN, 2001.

- 1 – Regulator prowadzi badanie typu ex post.
- 2 – Supreme Administrative Court.
- 3 – tzn. Finnish Competition Authority i Competition Council.
- 4 – Regional Administrative Court.
- 5 – Luksemburg nie ma własnego znaczącego sektora wytwarzania energii elektrycznej, który do chwili zebrania ww. danych nie miał połączeń międzysystemowych.
- 6 – Administrative Court.
- 7 – Court of Justice.
- 8 – Secretary of State.
- a) Od września 2001 r. dostęp do sieci przesyłowej uregulowany jest przez Connection and Use of System Code (CUSC). Każdy użytkownik systemu może zaproponować zmiany w CUSC, jednak to OFGEM musi zaaprobować każdą zmianę przed jej wdrożeniem.
- b) Standardowe warunki dostępu do sieci określa CUSC. W przypadku braku zgody pomiędzy OS a podmiotem

- starającym się o przyłączenie warunki fizycznego przyłączenia mogą zostać określone przez OFGEM.
- c) OSP proponuje taryfy i warunki ich stosowania, regulator je opiniuje, a Minister Gospodarki zatwierdza je na podstawie opinii.
 - d) OS opracowuje taryfy w oparciu o metodologię zatwierdzoną przez OFGEM.
 - e) Rynek hurtowy jest rynkiem konkurencyjnym nadzorowanym przez postanowienia prawa antymonopolowego.
 - f) Podobnie jak w przypadku rynku hurtowego.
 - g) Rynkowy mechanizm funkcjonowania rynku hurtowego zniekształcony jest przez KDT zawarte przez PSE SA. Pewien wpływ na jego funkcjonowanie mają Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej oraz Prezes URE w zakresie odpowiednio określenia i realizacji rozporządzenia MG w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i produkowanej w skojarzeniu z ciepłem.

2.6.3. Równoważenie interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych

Regulując działalność przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE kieruje się zasadą równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii, o której była mowa w art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (przed jej nowelizacją dokonaną 24 lipca 2002 r.). Zasada ta jest istotą procesu regulacji monopolu sieciowych i z tego względu zasługuje na przedstawienie szerszej jej interpretacji.

Interes odbiorców należy rozumieć dwojako.

Po pierwsze, w interesie odbiorców jest to, aby usługi przedsiębiorstw sieciowych były dostarczane w sposób ciągły i niezawodny, co oznacza, że bez inwestowania i utrzymywania majątku sieciowego na poziomie gwarantującym taką ciągłość interes ten nie może być zagwarantowany.

Po drugie, odbiorcom nie jest obojętne to, po jakiej cenie kupują usługi sieciowe od spółki dystrybucyjnej. Przy braku ograniczeń regulacyjnych najbardziej pożądaną strategią przedsiębiorstw jest dyktowanie cen, przy których dochodzi do maksymalizacji zysku. Bez interwencji regulatora nie jest wówczas możliwe ograniczenie cen do poziomu odpowiadającego wyłącznie uzasadnionym kosztom, tak aby konsumenci nie byli narażeni na nadużywanie monopolistycznej pozycji przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Zadaniem Prezesa URE jest zatem zarówno tworzenie firmom rozsądnych finansowych warunków do efektywnego zasilania odbiorców, jak i ochrona odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Materializuje się to przede wszystkim w decyzjach taryfowych wydawanych w trybie art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Z punktu widzenia zakładów energetycznych sytuacja przedstawia się w następujący sposób: spółka zarządza majątkiem sieciowym na terenie swojego działania i inwestuje w niezbędną infrastrukturę sieciową, przyłączając każdego z klientów bezpośrednio do własnej sieci lokalnej i pośrednio do ogólnopolskiej sieci przesyłowej. Na poziomie operacyjnym zapewnienie ciągłości dostaw wymaga od firmy ponoszenia bieżących kosztów wynikających z obsługi klientów, remontów, sterowania, pomiarów i kosztów różnic bilansowych.

Inwestycje uzasadnione koniecznością modernizacji, przyłączania nowych odbiorców, spełnienia parametrów jakościowych i rozwoju majątku sieciowego wymagają ponoszenia wydatków kapitałowych. W sytuacji, gdy raz zainwestowanego kapitału praktycznie nie można wycofać, przy założeniu racjonalnych decyzji ekonomicznych, inwestycje będą w sposób ciągły realizowane tylko wówczas, gdy zaangażowany będzie mógł być w satysfakcjonujący sposób odzyskany i wynagrodzony.

Przy braku dotacji państwa podstawową formą pozyskiwania przez spółki środków na prowadzenie działalności gospodarczej są przychody ze sprzedaży świadczonych usług. Ich wysokość, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, zależy od decyzji Prezesa URE. Przy efektywnym działaniu muszą one zapewniać możliwość zwrotu kosztów operacyjnych, zainwestowanego kapitału oraz akumulację zysku, bowiem wyłącznie perspektywa zysku motywuje do podejmowania inwestycji i efektywnego działania.

Warto dodać, że działalność regulacyjną Prezesa URE należy rozpatrywać w dwóch wymiarach: regulacji poziomu cen oraz regulacji struktury cen. Pierwszy wymiar regulacji dotyczy rozłożenia korzyści i ryzyka pomiędzy odbiorców a regulowane przedsiębiorstwo, podczas gdy drugi – rozłożenia (redystrybucji) kosztów pomiędzy określone grupy odbiorców.

O ile w pierwszym wymiarze kompetencje Prezesa URE wynikają z postanowień art. 23, 45, 46, 47 ustawy – Prawo energetyczne, o tyle w wymiarze drugim, kształtującym strukturę taryfy (m.in. ustalenie grup taryfowych i zasad kwalifikacji odbiorców do tych grup, sposób alokacji kosztów itp.), kompetencje te zostały przekazane samym przedsiębiorstwom energetycznym.

Niemniej jednak w trakcie procesu zatwierdzania taryf jednym z kryteriów oceny taryfy jest wpływ jaki wywiera ona na wzrost płatności za dostawę energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców. Symulacje przeprowadza się dla reprezentatywnej grupy odbiorców z uwzględnieniem odbiorców skrajnych. Ze względu na duże zróżnicowanie odbiorców w obrębie danej grupy taryfowej, średni wzrost płatności może być osiągnięty jedynie przez odbiorców charakteryzujących się przeciętnymi wartościami mocy umownej i zużywanej energii elektrycznej.

Kalkulacja cen i stawek opłat zawartych w taryfie dokonywana jest z uwzględnieniem charakterystyki odbiorców w danej spółce dystrybucyjnej i w danej grupie taryfowej i generowanych przez nich kosztów – jest więc ona różna w poszczególnych zakładach energetycznych.

2.6.4. Nakłady inwestycyjne i plany rozwoju w spółkach dystrybucyjnych

Poziom nakładów inwestycyjnych wpływa na wynikające z tych nakładów koszty, tj. amortyzację i zwrot z kapitału i w efekcie determinuje poziom cen usług przesyłowych w dłuższym okresie.

Wyznaczenie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych jest w praktyce najtrudniejszym zadaniem w trakcie wykonywania przeglądu regulacyjnego. Na tym polu szczególnie ujawnia się asymetria informacyjna, a więc przewaga regulowanego przedsiębiorstwa nad regulatorem. Przedsiębiorstwo zawsze bowiem dysponuje szczegółowymi danymi w zakresie stanu swojego majątku oraz przewidywanych zmian w strukturze i poziomie zapotrzebowania na moc

i energię, a w efekcie wysokości niezbędnych nakładów inwestycyjnych.

Jeśli analizy wskazują, że przedsiębiorstwo przeszacowało poziom niezbędnych nakładów inwestycyjnych, regulator powinien rozważyć możliwość redukcji tych nakładów. W każdym przypadku niezbędna jest jednak ostrożność, albowiem nadmierna determinacja regulatora mogłaby doprowadzić do pogorszenia się standardów jakościowych, a w skrajnym wypadku nawet może zagrozić bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej. W praktyce poziom nakładów inwestycyjnych jest zawsze wynikiem pewnego kompromisu godzącego interesy inwestorów i odbiorców.

Kolejny proces uzgadniania projektów planów rozwoju zakładów energetycznych był związany z pracami nad przygotowaniem taryf na kolejny okres regulacji. Projekty planów rozwoju tych przedsiębiorstw były opracowane w układzie określonym w „Ramowym projekcie planu rozwoju przedsiębiorstw sieciowych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej – Zakłady Energetyczne”. W stosunku do 2001 r. „Ramowy projekt...” został częściowo zmodyfikowany. Zmiany te wynikały z dotychczasowych doświadczeń URE oraz uwag zgłaszanych w tym zakresie przez sektor dystrybucji. Generalnie pewna unifikacja opracowań sporządzanych przez zakłady energetyczne zapewnia porównywalność projektów opracowanych przez różne przedsiębiorstwa, umożliwia stosowanie technik opartych na analizach porównawczych oraz usprawnia sam proces uzgadniania projektów planów.

Modyfikacje wprowadzone w 2002 r. wiązały się z:

- 1) wprowadzeniem podziału nakładów inwestycyjnych na nakłady:
 - związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię,
 - niezwiązane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię – odtworzeniowe,
- 2) uwzględnieniem pozycji związanych z nakładami inwestycyjnymi dokonywanymi w ramach poszczególnych działalności koncesjonowanych,
- 3) zamieszczeniem wykazu przedsięwzięć inwestycyjnych przedsiębiorstwa sieciowego z podziałem na podstawowe zadania realizowane w poszczególnych gminach (ze szczególnym uwzględnieniem inwestycji w zakresie średnich i niskich napięć); wykaz taki powinien usprawnić wymianę informacji pomiędzy gminami a zakładami energetycznymi, do czego zobowiązuje te podmioty ustawa – Prawo energetyczne,
- 4) wprowadzeniem zmian dotyczących układu prognoz uproszczonych sprawozdań finansowych (w związku z nowelizacją ustawy o rachunkowości).

W związku z planowanym od 2002 r. wydłużeniem okresu regulacji spółek dystrybucyjnych okres objęty planem rozwoju obejmował lata 2002-2005. Początkowo zakładano, że projekty planów rozwoju zakładów energetycznych wpłyną do URE do 15 marca 2002 r., jednak

na wniosek przedsiębiorstw Prezes URE ustalił termin na 15 kwietnia 2002 r.¹²⁾

W projektach planów rozwoju przekazanych ostatecznie do uzgodnienia zakłady energetyczne (w ramach działalności związanej z przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej) planowały nakłady inwestycyjne w kwotach (ceny stałe z 2001 r.): 2 076 705 tys. zł w 2002 r., 2 264 214 tys. zł w 2003 r., 2 327 221 tys. zł w 2004 r. i 2 350 916 tys. zł w 2005 r. Dynamika planowanych nakładów realnych w kolejnych latach okresu planowania dla poszczególnych zakładów energetycznych wynosiła od 64,6% do 172,5%. Wykonanie planu na 2001 r. w zakresie przesyłania i dystrybucji, wg informacji przekazanych w projektach planów, zamknęło się kwotą 1 979 409 tys. zł.

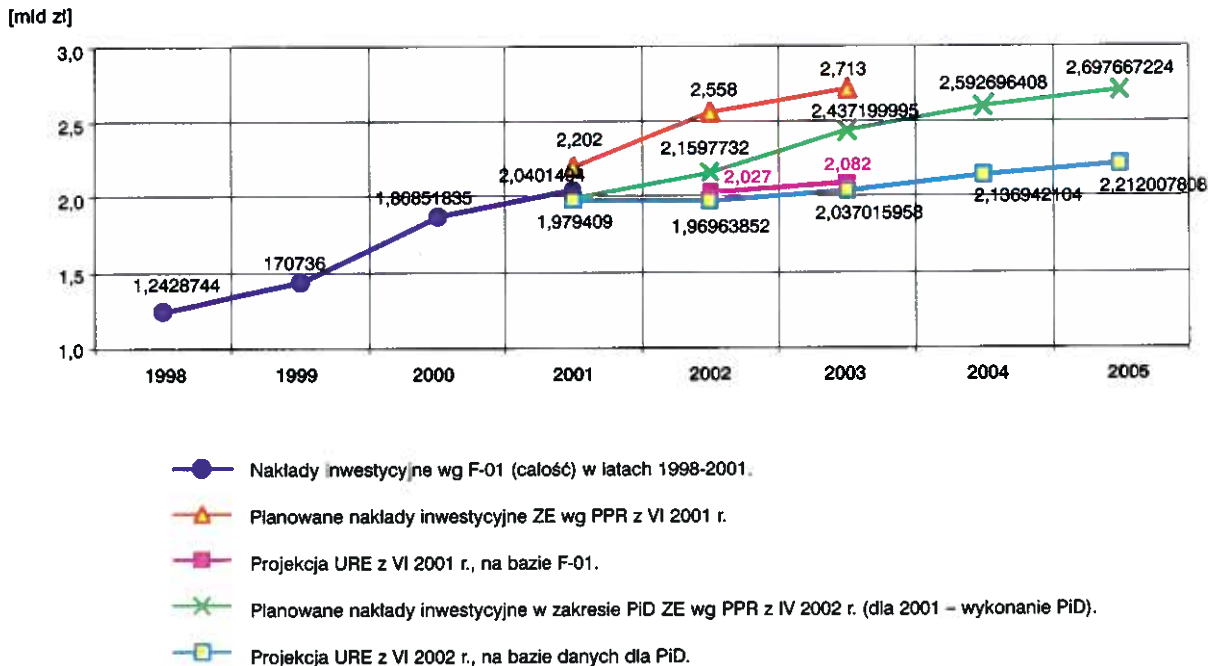
Ponieważ zasadniczym parametrem wpływającym na wyniki analizy jest jakość danych pochodzących z przedsiębiorstw, konieczna była ich weryfikacja – dotyczy to również danych związanych z prognozami rozwoju rynków obsługiwanych przez poszczególne zakłady energetyczne. W przypadku zakładów energetycznych na poziom niezbędnych nakładów inwestycyjnych bezpośredni wpływ mają prognozy zmian liczby odbiorców i dostaw energii elektrycznej. Prognozy te powinny dla przedsiębiorstw sieciowych stanowić podstawę do podejmowania decyzji dotyczących rozbudowy i modernizacji sieci, co z kolei przekłada się na poziom planowanych nakładów inwestycyjnych (a w konsekwencji – kosztów uzasadnionych). Trafność tych prognoz zależy od przyjętej projekcji parametrów makroekonomicznych, dotyczących m.in.:

- prognoz demograficznych – ludność, gospodarstwa domowe, zasoby mieszkaniowe,
- struktury i wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną – zmiany wielkości zużycia przez poszczególne grupy odbiorców,
- przewidywanego wykorzystania energii elektrycznej w przemyśle,
- konkurencyjności energii elektrycznej w stosunku do innych nośników energii,
- polityki efektywności energetycznej gospodarki.

Przeszacowanie prognozy (zawyżenie) tych wielkości skutkuje zawyżeniem nakładów inwestycyjnych, w konsekwencji zaś kosztów uzasadnionych.

12) W 2002 r. przedmiotem uzgodnień było również 5 projektów planów rozwoju sporządzonych przez przedsiębiorstwa sieciowe prowadzące działalność dystrybucyjną w skali lokalnej. Ostatecznie uzgodniono 3 projekty planów. W związku z tym, że niewiele wpłynęło projektów planów rozwoju od tej grupy przedsiębiorstw, przygotowane zostało wystąpienie do ww. przedsiębiorstw, informujące o konieczności sporządzenia i przedłożenia do uzgodnienia z Prezesem URE projektów planów rozwoju. Obowiązek ten wynika zarówno z art. 16 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, jak i z otrzymanych koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej. Przygotowano również wskazówki ułatwiające opracowanie projektu planu rozwoju.

Rysunek 5. Nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych



W poszczególnych przypadkach dokonano również porównania zakładanej na lata 2002-2005 aktywności inwestycyjnej z wielkościami wykonanymi. Podstawę oceny prognoz na lata 2002-2005 stanowiły wielkości wykonane w latach 1998-2001.

Przy ocenie planów rozwojowych poszczególnych przedsiębiorstw sieciowych przedmiotem porównań były również dane dotyczące zmian w zakresie: mocy szczytowej, długości linii elektroenergetycznych średnich i niskich napięć, liczby i mocy transformatorów sieciowych, liczby i długości przyłączy. Dokonano również porównań poszczególnych zakładów energetycznych w zakresie wykorzystania przepustowości ciągów sieciowych SN i nN oraz struktury środków trwałych (w tym również środków trwałych przypisanych do działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji).

W toku analizy danych, w tym zestawienia informacji dotyczących poszczególnych wielkości w kolejnych latach, występowały przypadki budzące znaczne wątpliwości co do jakości niektórych danych. Z wyjaśnień zakładów energetycznych wynika, że po części wynikały one z niedoskonałości dotychczasowego sposobu gromadzenia danych w tych przedsiębiorstwach. Dopiero wprowadzane narzędzia informatyczne mają spowodować, że dane dotyczące majątku sieciowego będą bardziej dokładne.

Na bazie zweryfikowanych danych do oceny projektów planów rozwoju w części dotyczącej planowanych inwestycji zastosowano – podobnie jak w roku poprzednim – analizę porównawczą opartą na modelu ekonometrycznym. Wyniki uzyskane przy zastosowaniu modelu zostały następnie porównane z wynikami analizy wskaźnikowej i czynnikami rzutującymi na poziom

niezbędnych inwestycji, które nie zostały uwzględnione w modelu. Ostatecznie określone w ten sposób uzasadnione koszty modernizacji i rozwoju zostały przyjęte do kalkulacji taryfy przedsiębiorstwa (jako część kosztów uzasadnionych).

Na rysunku 5 przedstawiono:

- nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych wykonane w latach 1998-2001,
- nakłady planowane w projektach planów rozwoju z 2001 i 2002 r.,
- projekcje URE sporządzone w 2001 i 2002 r.

Nieciągłość wykresów występująca w 2001 r. wynika z faktu, iż, jak wspomniano powyżej, w ramach modyfikacji projektów planów rozwoju od 2002 r. zostały wyodrębnione nakłady inwestycyjne związane z poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych, na potrzeby projekcji w 2001 r. zastosowano zaś nakłady wykazane w sprawozdaniach F-01 (tj. dotyczące całokształtu działalności zakładów energetycznych). Ponieważ nakłady były planowane w cenach stałych, na potrzeby ww. projekcji opracowanej w czerwcu 2002 r. przeliczono kwoty nakładów na ceny bieżące okresu 2002-2005 wg założonego RPI, odpowiednio: 2002 – 4%, 2003 – 3,5%, 2004 – 3,5%, 2005 – 3%. Ponieważ obecnie cel inflacyjny został przekroczony, wykresy w części dotyczącej prognozy prawdopodobnie ulegną nieznacznemu spłaszczeniu.

2.6.5. Zatwierdzanie taryf z wydłużonym okresem regulacji

Do zakresu kompetencji Prezesa URE, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, należy m.in. ustalanie współczynników korekcyjnych

określających projektowaną poprawę funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej, a także ustalanie okresu obowiązywania ww. współczynników korekcyjnych.

Dotychczasowe taryfy większości spółek dystrybucyjnych były zatwierdzane na okres jednego roku, zaś współczynnik korekcyjny X był uwzględniony w cenach i stawkach opłat zawartych w taryfach przedsiębiorstw.

W procesie zatwierdzania taryf spółek dystrybucyjnych na okres od 1 lipca 2002 r. do 30 czerwca 2003 r. przedsiębiorstwa mogły (ale nie musiały) złożyć wnioski o zatwierdzenie współczynników korekcyjnych, a co się z tym wiąże – taryfy na okres dłuższy niż jeden rok. Cztery spółki dystrybucyjne (Zielonogórskie ZE SA, Łódzkie ZE SA, STOEN SA oraz ZE Częstochowa SA) złożyły stosowne wnioski i w 2002 r. Prezes URE zatwierdził współczynniki korekcyjne w zakresie działalności dystrybucyjnej dla tych przedsiębiorstw, które determinować będą poziom ich przychodów w kolejnych latach okresu taryfowego. Z uwagi na trudną do przewidzenia sytuację w obrocie energią elektryczną współczynniki korekcyjne dla tej działalności nie były zatwierdzone.

Zatwierdzone współczynniki korekcyjne wynikają z analizy przedsiębiorstw pod względem zapotrzebowania na przychód w zakresie działalności dystrybucyjnej. Przychód ten powinien pokryć następujące kategorie kosztów:

- zakup usług przesyłowych,
- podatki,
- koszty operacyjne,
- amortyzację,
- zwrot na zainwestowanym kapitale.

Dłuższy niż jednoroczny okres regulacji daje przedsiębiorstwom korzyść w przypadku, gdy zdołają poprawić efektywność bardziej niż oczekiwał tego regulator, wyznaczając wartości współczynników korekcyjnych X na kolejne lata.

Zatwierdzone wysokości współczynników korekcyjnych X na kolejne lata okresu regulacji umożliwią przedsiębiorstwom realizację inwestycji i innych działań w zakresie modernizacji i rozwoju, wynikających z planu rozwoju, który zapewnia poprawę jakości obsługi odbiorców i funkcjonowania przedsiębiorstwa.

Wydłużenie okresu regulacji dodatkowo wpływa na zmniejszenie jej kosztów, a dla regulowanego przedsiębiorstwa stanowi dodatkowy bodziec ekonomiczny do zwiększenia efektywności i realizacji dodatkowych korzyści finansowych. W rozwiązaniach stosowanych na świecie, w tym w krajach Unii Europejskiej, okresy regulacji ustanawiane są najczęściej na trzy do pięciu lat. W Wielkiej Brytanii operator systemu przesyłowego poddany jest czteroletniemu okresowi regulacji (proponuje się wydłużenie tego okresu do 5 lat), a spółki dystrybucyjne – okresom pięcioletnim. Ograniczenie długości okresów regulacji pozwala na okresowe przenoszenie na odbiorców korzyści wyni-

kających ze wzrostu efektywności regulowanych przedsiębiorstw.

2.6.6. Zatwierdzenie taryfy dla grupy skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych

26 listopada 2002 r. wpłynął do urzędu formalny wniosek Energetyki Poznańskiej SA o zatwierdzenie zmiany taryfy dla energii elektrycznej na okres od 1 stycznia 2003 r. do 30 czerwca 2003 r. w związku z planowaną na 2 stycznia 2003 r. konsolidacją 5 spółek dystrybucyjnych: Energetyki Poznańskiej SA, Energetyki Szczecińskiej SA, Zakładu Energetycznego Gorzów SA, Zakładu Energetycznego Bydgoszcz SA oraz Zielonogórskich Zakładów Energetycznych SA.

Połączenie nastąpiło w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, tj. w drodze przeniesienia całego majątku 4 spółek (Energetyki Szczecińskiej SA, Zakładu Energetycznego Gorzów SA, Zakładu Energetycznego Bydgoszcz SA oraz Zielonogórskich Zakładów Energetycznych SA) na Energetykę Poznańską SA, która pełni rolę spółki przejmującej.

W związku z faktem, iż spółki miały zacząć funkcjonować jako jeden przedsiębiorca (Grupa Energetyczna ENEA SA), niezbędne stało się ustalenie nowej taryfy dla energii elektrycznej (dotychczas obowiązywało 5 taryf poszczególnych spółek), uwzględniającej ceny i stawki opłat dla poszczególnych obszarów spółki przejmującej, odpowiadających dotychczasowemu obszarom działania spółek przejmowanych.

W pierwszym etapie konsolidacji spółek ze względu na ochronę interesu odbiorców nie można było ustalić jednolitych cen i stawek opłat dla całego obszaru działania przedsiębiorstwa. Proces ten należy rozłożyć na dłuższy okres w szczególności ze względu na różną specyfikę poboru energii i mocy przez odbiorców w poszczególnych zakładach i w poszczególnych grupach taryfowych, a w konsekwencji:

- duże zróżnicowanie wysokości cen i stawek opłat, wynikające z różnych kosztów zakupu energii i usług przesyłowych,
- duże zróżnicowanie wysokości cen i stawek opłat, wynikające z różnych kosztów własnych poszczególnych zakładów, podlegających stopniowej unifikacji w wyniku regulacji bodźcowej poziomu przychodów,
- zróżnicowanie, w granicach dopuszczonych prawem, udziału opłaty stałej w opłatach za usługi przesyłowe,
- zróżnicowanie stopnia subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców w poszczególnych zakładach.

W grupach taryfowych na niskim napięciu ceny i stawki opłat pozostały bez zmian w stosunku do taryf wcześniej zatwierdzonych dla poszczególnych spółek dystrybucyjnych, zaś w grupach taryfowych na wysokim i średnim napięciu zostały ujednoczone ceny energii i zmienione stawki opłat za usługi przesyłowe.

W celu sprawdzenia, czy warunki do zatwierdzenia taryfy zostały spełnione i czy zapewniona została

ochrona odbiorców przed zbyt wysokim wzrostem opłat, spółki przejmowane i spółka przejmująca sporządziły symulacje płatności dla wszystkich 5 200 odbiorców na wysokim i średnim napięciu.

Z przedstawionych symulacji płatności wynikało, iż łączne przychody spółek skonsolidowanych w okresie od stycznia do czerwca 2003 r. nie ulegną zmianie w stosunku do przychodów zatwierdzonych w czwartych taryfach na ten okres.

2.6.7. Zmiany taryf spółek dystrybucyjnych

1 lipca 2002 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA wprowadziły nowe zasady rozliczeń na Rynku Bilansującym, których skutkiem było ponoszenie przez spółki dystrybucyjne dodatkowych kosztów związanych z zakupem energii. W związku z tym 4 spółki dystrybucyjne wystąpiły w drugim półroczu 2002 r. z wnioskiem o zmianę zatwierdzonych taryf.

Postępowania zostały zakończone wydaniem decyzji o odmowie zatwierdzenia zmian taryf, o które wносиły przedsiębiorstwa. Rozstrzygając o odmowie zatwierdzenia zmian w taryfach, Prezes URE wziął pod uwagę to, iż spółki dystrybucyjne pozostają z PSE SA w stosunkach cywilnoprawnych wynikających z zawartych umów. Nowe zasady rozliczeń w obszarze Rynku Bilansującego zostały wprowadzone jako zmiany załączników do umów wiążących spółki dystrybucyjne i PSE SA, a zatem oczekiwać należało, iż zostały przez strony przeanalizowane i uzgodnione. Tym samym wykluczyć należało, że spółki dystrybucyjne zostały zaskoczone konsekwencjami Rynku Bilansującego.

Z drugiej strony niedopuszczalne byłoby bierno przeniesienie konsekwencji uzgodnienia zawartego między PSE SA a spółkami dystrybucyjnymi na odbiorców końcowych.

2.7. Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Zgodnie z obowiązującym stanem prawnym Prezes URE zatwierdza taryfy dla przedsiębiorstw energetycznych posiadających stosowne koncesje. Do grupy podmiotów, które muszą mieć zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej, posiadających koncesje na przesyłanie, dystrybucję i obrót, zalicza się, oprócz tzw. energetyki zawodowej, również przedsiębiorstwa tzw. energetyki przemysłowej, dla których sprzedaż energii elektrycznej stanowi działalność dodatkową; w większości przypadków przychody z jej sprzedaży stanowią margines przychodów całego przedsiębiorstwa.

W tym przypadku proces zatwierdzania taryf jest dla obu stron, tj. regulatora i regulowanego przedsiębiorstwa bardzo pracochłonny, przede wszystkim ze względu na brak w omawianych przedsiębiorstwach wyspecjalizowanych w tym zakresie służb.

Każda sprawa musi być rozpatrywana w bardzo indywidualny sposób, gdyż ze względu na zróżnicowany charakter tych przedsiębiorstw nie można stworzyć

odpowiedniego modelu do analizy porównawczej, tak jak w sektorze dystrybucji.

Rezultatem tego procesu jest z reguły ustalenie cen i stawek opłat na poziomie, przy którym obliczone na ich podstawie opłaty nie są wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby, będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo to kupuje energię elektryczną.

Wydaje się zasadne, aby te z nich, które chcą stosować ceny i stawki opłat gwarantujące realizację tej zasady, zwolnione zostały przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

Jednakże Prezes URE nie może tego uczynić w ramach przysługującego mu na mocy art. 49 ustawy prawa zwolnienia przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, jako że żadne z przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych nie działa na rynku konkurencyjnym.

W związku z tym Prezes URE pismem z 25 kwietnia 2002 r. zwrócił się do Ministra Gospodarki z propozycją zmiany postanowień art. 47 ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie ust. 1a) w następującym brzmieniu:

1a) Z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia zwalnia się przedsiębiorstwo, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną lub paliwami gazowymi, które stosuje ceny i stawki opłat na poziomie, przy którym opłaty ustalone na ich podstawie dla żadnego z odbiorców nie są wyższe od opłat, które odbiorcy ci ponosiliby, będąc odbiorcami przedsiębiorstwa, w którym w energię elektryczną lub paliwa gazowe zaopatruje się zwolnione przedsiębiorstwo.

Przedstawiona propozycja nie znalazła jednak akceptacji ze strony Ministra Gospodarki.

2.8. Monitorowanie realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci (zasada TPA)

W 2002 r. Prezes URE kontynuował podjęte w poprzednich latach monitorowanie realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci. W grudniu 2001 r. wystąpił do przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na terenie całego kraju (33 spółki dystrybucyjne, PSE SA oraz Elektroenergetyka Kolejowa PKP SA) o udzielenie w trybie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne informacji dotyczącej odbiorców dokonujących rocznych zakupów energii elektrycznej w ilości powyżej 40 GWh w latach 2000-2001 i powyżej 10 GWh w 2002 r.¹³⁾ Zebrane informacje zostały na początku 2002 r. wykorzystane do oceny procentowego udziału energii elektrycznej zakupionej przez odbiorców uprawnionych, a także ustalenia listy odbiorców, którzy korzystali z dostępu do usług przesyłowych, i tych, którzy

13) Na stronie internetowej URE opublikowano listę odbiorców uprawnionych do korzystania z TPA.

wystąpili o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych, ale jej nie zawarli, z podaniem przyczyn, z jakich nie doszło do zawarcia umowy. Ponadto zebrano od spółek dystrybucyjnych propozycje zmian rozwiązań prawnych lub warunków technicznych, które ich zdaniem mogą wpłynąć na wyeliminowanie przeszkód ograniczających możliwość realizacji zasady dostępu do usług przesyłowych. Analiza zebranych informacji została dokonana w pierwszym kwartale 2002 r. Na jej podstawie uzyskano, oprócz identyfikacji samych podmiotów i wolumenu wielkości kupowanej w ten sposób energii elektrycznej, także informację dotyczącą barier w wykorzystaniu zasady TPA.

Segment sprzedaży odbiorcom finalnym nadal odgrywa marginalną rolę w kierunkach sprzedaży dokonywanej przez wytwórców. Istnieje wiele barier ograniczających rozwój rynku oraz utrudniających odbiorcom uprawnionym korzystanie z nabytego przywileju. Podstawowymi przyczynami istniejących ograniczeń w sektorze energii elektrycznej są:

- 1) struktura rynku energii elektrycznej, w tym związane z znaczną ilością energii w kontraktach długoterminowych po cenach wyższych od rynkowych objętych obowiązkiem zakupu, przez co zmniejszony jest wolumen energii w wolnej sprzedaży,
- 2) restrykcyjne zasady uczestnictwa w Rynku Bilansującym i próby bezpośredniego przenoszenia przez spółki dystrybucyjne obciążeń wynikających z rozchylenia cen na Rynku Bilansującym na odbiorców uprawnionych korzystających z TPA; należy podkreślić brak zainteresowania i inicjatywy ze strony spółek dystrybucyjnych w kierunku tworzenia lokalnych rynków energii; niezbędne są w tym zakresie usługi przedsiębiorstw obrotu agregujących oferty, co wymaga czasu na opanowanie tego typu procedur,
- 3) brak przepisów określających udział odbiorców pozataryfowych w obowiązkowych zakupach energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem,
- 4) subsydiowanie skrośne pomiędzy działalnością sieciową a działalnością w zakresie obrotu energią, finansowanie grup taryfowych G, obejmujących odbiorców bytowo-komunalnych, przez grupy taryfowe odbiorców przemysłowych, wynikające z ograniczeń prawnych dotyczących dopuszczalnego poziomu wzrostu cen i stawek opłat dla odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G,
- 5) trudna sytuacja finansowa niektórych odbiorców uprawnionych (trudności w bieżącym regulowaniu płatności),
- 6) wysokie koszty urządzeń pomiarowych,
- 7) brak odpowiednio przygotowanych pracowników,
- 8) niechęć odbiorców uprawnionych do podjęcia ryzyka rynkowego.

Niewielu odbiorców uprawnionych do korzystania z sieci przesyłowej korzysta w przysługujące im

uprawnienia. Niechęć tych odbiorców jest spowodowana koniecznością podjęcia ryzyka związanego z kształtowaniem „koszyka zakupów”, koniecznością tworzenia grafików dobowo-godzinowych oraz ponoszeniem kosztów własnych odchyłań w stosunku do prognozy na Rynku Bilansującym. W przypadku źle skonstruowanego grafiku koszty bilansowania mogą przekroczyć korzyści płynące z bezpośredniego zakupu energii. Korzystanie z tego uprawnienia jest opłacalne dla odbiorców, którzy mają dobrze określone zapotrzebowanie na energię elektryczną i specyfika ich działalności pozwala im na dokładne planowanie zużycia energii. Czerpanie korzyści w warunkach rynkowych wymaga dyscypliny i jest obarczone ryzykiem. Dlatego wielu odbiorców uprawnionych pozostaje odbiorcami taryfowymi spółek dystrybucyjnych, ponieważ w taryfach spółek mają oni dokładnie określone ceny zakupu energii, a bilansowanie ich odchyłań od grafików jest składową odchyłań wszystkich odbiorców spółki dystrybucyjnej.

Należy podkreślić, iż przyjęte przez Prezesa URE nowe zasady ustalania minimalnych ilości energii w czwartej taryfie PSE SA wyeliminowały podstawowy problem sygnalizowany w latach ubiegłych, tj. brak uregulowań dotyczących przenoszenia obowiązku zakupu droższej energii na odbiorców korzystających z TPA. Jednakże wymienione powyżej problemy odbiorców uprawnionych, korzystających dotychczas z zasady TPA, spowodowały powrót niektórych z nich do zakupu energii od spółki dystrybucyjnej, na której obszarze działania odbiorcy ci się znajdują. Jednocześnie z obserwacji rynku wynika, że ceny energii elektrycznej w transakcjach w ramach TPA nie różnią się istotnie od cen stosowanych przez spółki dystrybucyjne dla odbiorców taryfowych, co nie zachęca do szerszego korzystania z TPA i wyboru własnego dostawcy.

Realizacja zasady TPA jest nieodzownym czynnikiem stymulującym handel, zwiększającym płynność rynku i konkurencję. Większość państw członków Unii Europejskiej wybrała zasadę regulowanego dostępu stron trzecich do systemu przesyłowego, realizowanego na podstawie taryf zatwierdzanych przez niezależny organ regulacyjny. Ten rodzaj dostępu wydaje się umożliwiać łatwiejszy, mniej skomplikowany dostęp do sieci innym podmiotom, lepiej i skuteczniej promuje handel i konkurencję, a w przypadku silnie zintegrowanego sektora jest też łatwiejszy do wprowadzenia i zapewnia efektywniejsze otwarcie rynku.

Ponadto dostęp regulowany wydaje się bardziej skuteczny w podsektorze dystrybucji, gdzie więcej jest mniejszych klientów o słabszej pozycji rynkowej wobec dostawcy. W ich interesie leży jak największa konkurencja między dostawcami, a to w warunkach naturalnego monopolu w dystrybucji można osiągnąć poprzez efektywne otwarcie tego segmentu rynku. TPA jest więc niezwykle istotnym narzędziem promowania konkurencji także na poziomie obrotu i dostaw energii elektrycznej i gazu do odbiorców końcowych.

Tabela 8. Realizacja zasady TPA w elektroenergetyce w krajach Unii Europejskiej

Kraj	Otwarcie rynku [w %] (stan na 1.10.02 r.)	Uprawnieni odbiorcy	Data 100% otwarcia	Zmiana dostawcy [w %]	
				Duży odbiorcy przemysłowi	Drobny przemysł/gospodarstwa domowe
Austria	100	-	2001	20-30	5-10
Belgia ¹	52	1/10 GWh	2003/2007	2-5	
Dania	35	1 GWh	2003	Brak danych	
Finlandia	100	-	1997	Brak danych	5
Francja	30	c. 16 GWh	-	10-20	
Grecja	34	1 kV	-	Brak danych	
Hiszpania	55	1 GWh	2003	10-20	
Holandia	63	3*80 A	2003	20-30	
Irlandia	40	1 GWh	2005	10-20	
Luksemburg	57	20 GWh	-	10-20	
Niemcy	100	-	1999	20-30	5-10
Portugalia	45	1 kV	2003	5-10	
Szwecja	100	-	1998	-	10-20
Wielka Brytania ²	100	-	1998	>50	30-50
Włochy ³	45	9 GWh	-	>50	

1) Niższy próg i wcześniejsze otwarcie odnosi się do regionu Flandrii.

2) W Irlandii Północnej rynek energii elektrycznej otwarty jest w 35%.

3) We Włoszech odbiorcy mogą łączyć się w grupy w celu przekroczenia progu. W 2004 r. uprawnionymi odbiorcami staną się wszyscy z wyjątkiem gospodarstw domowych.

Źródło: „Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market” Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels, 1/10/2002.

Niewielkie wykorzystanie prawa do wyboru dostawcy i dostępu do usług przesyłowych na zasadzie TPA nie jest specyfiką polską. Mimo że otwarcie rynków w większości krajów Unii Europejskiej znacznie przekracza zakres wymagany przez stosowne dyrektywy, to jednak w praktyce swobodny dostęp do sieci i stopień jego wykorzystania przez odbiorców (niezależnych dostawców) jest jeszcze niewielki.

Zamieszczona powyżej tabela 8 ilustruje funkcjonowanie zasady TPA w sektorze energii elektrycznej mierzone stopniem wykorzystania prawa do zmiany dostawcy.

Europejski rynek energii elektrycznej jest otwarty w ok. 70%, a w 2005 r. osiągnie ok. 82%, jednak w praktyce zasada TPA w krajach Unii nie jest wykorzystywana w stopniu pozwalającym stwierdzić funkcjonowanie w pełni konkurencyjnego rynku. Główne przyczyny ograniczeń w wykorzystaniu zasady TPA przez poszczególnych odbiorców w państwach członkowskich to:

– koncentracja zainstalowanej mocy (w 8 państwach członkowskich UE ponad 80% zainstalowanej mocy należy do maksymalnie 3 przedsiębiorstw, w kolejnych 3 państwach członkowskich 3 przedsiębiorstwa koncentrują moc na poziomie 60%-80% całkowitej mocy zainstalowanej w danym państwie członkowskim; na najbardziej zaawansowanym rynku, w Wielkiej Brytanii, koncentracja mocy przez 3 przedsiębiorstwa sięga 36%),

– wzrost ryzyka związanego z obowiązkami bilansowania systemu (prognozowanie zapotrzebowania),

– wysokość taryf przesyłowych oraz ich zróżnicowanie w zależności od odległości (stawki strefowe i węzłowe).

Pomimo tak dużego nominalnego otwarcia również transgraniczny przepływ energii elektrycznej nie przekracza 8% energii będącej przedmiotem obrotu. Jest to spowodowane m.in. niewystarczającą ilością połączeń transgranicznych, wysokim poziomem koncentracji mocy, różnicami w taryfach przedsiębiorstw przesyłowych i wysokością opłat transgranicznych.

2.9. Inne narzędzia regulacyjne wykorzystywane w elektroenergetyce: rozstrzyganie sporów, wymierzanie kar pieniężnych i przeprowadzanie kontroli

Wprowadzenie w elektroenergetyce uregulowań prawnych i rozwiązań rynkowych, których celem było i jest relatywne obniżenie kosztów dla odbiorcy końcowego i polepszenie jego obsługi, oprócz pozytywnego elementu, jakim jest zarysowywanie się konkurencji na tym pierwotnie zmonopolizowanym rynku, spowodowało także konieczność niejednokrotnie władczego (w formie decyzji administracyjnej) interweniowania organu regulacyjnego. Podejmowanie tego rodzaju działań jest niezbędne ze względu na to, że rynek energii elektrycznej podlega jeszcze ciągłej ewolucji i nie

wszyscy jego uczestnicy przejawiają dostateczną kulturę prawną funkcjonowania na nim lub próbują nadal wykorzystywać swoją dominującą pozycję w celu realizacji własnych, często niezgodnych z rozwiązaniami konkurencyjnego rynku celów. Powstanie silnego konkurencyjnego rynku energii elektrycznej nie jest tylko rezultatem czyjejś woli bądź jednorazowym aktem, lecz złożonym i długotrwałym procesem. W dużej mierze proces ten ma charakter żywiołowy, a to oznacza, że można go jedynie wspierać, tworząc poprzez promowanie konkurencji realne przesłanki zaistnienia rynku energii elektrycznej. Żywiołowość charakteru powstawania i rozwoju tego rynku powoduje, że możemy zaobserwować na nim także pewne deformacje, dlatego też Prezes URE, będący organem państwowym mającym największy wpływ na jego funkcjonowanie, został wyposażony w stosowne instrumenty pozwalające na zapobieganie i przeciwdziałanie tym niepożądanym zachowaniom. Należą do nich przede wszystkim uprawnienia związane z możliwością rozstrzygnięcia sporów, wymierzania kar pieniężnych za penalizowane Prawem energetycznym przewinienia oraz sprawowania kontroli nad regulowanym sektorem.

2.9.1. Rozstrzygnięcie sporów

Zakres kompetencji Prezesa URE w kwestii rozstrzygnięcia sporów określa Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 8 ust. 1 do wyłącznej kompetencji Prezesa URE należy rozstrzygnięcie sporów dotyczących ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych, o których mowa w art. 4 ust. 2, odmowy przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła albo nieuzasadnionego wstrzymania dostaw. Tak opisany zakres kompetencji budził wielokrotnie wątpliwości interpretacyjne, zwłaszcza jeżeli chodzi o precyzyjne rozdzielenie zakresu właściwości rzeczowej Prezesa URE i sądów powszechnych. Prezes URE rozstrzyga bowiem spory związane z zawarciem określonej umowy cywilnoprawnej pomiędzy stronami w sytuacji, gdy strony nie potrafią same dojść do porozumienia co do treści umowy. W takim wypadku umowa zostaje zawarta na takich warunkach, jakie zostaną określone w decyzji rozstrzygającej spór. W przypadku bowiem sporu dotyczącego treści umowy każda ze stron może zażądać, aby treść umowy została ustalona przez organ regulacyjny, a decyzje Prezesa URE mają charakter konstytutywno-prawotwórczy. Na tle przywołanych regulacji widoczny jest publicznoprawny charakter Prawa energetycznego, mający na celu ochronę interesu ogólnospołecznego. Tym samym nie jest jego celem bezpośrednim ochrona praw podmiotowych uczestników rynku energetycznego w ogólności, która stanowi przedmiot działalności sądów powszechnych. Sprawy dotyczące wykonania już zawartych umów należą do orzecznictwa Prezesa URE jedynie w zakresie wskazanym w art. 8 ust. 1, regułą zaś pozostaje rozpoznawanie sporów z nimi związanych przez sądy

powszechnie. Z art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego wynika, że ingerencja Prezesa URE w treść umów powinna wywierać skutek na przyszłość, a nie rozstrzygać o pewnych zaszczytach, jakie wynikły w związku z realizacją już zawartej umowy. W 2002 r. Prezes URE wielokrotnie był zmuszony korzystać z przysługującego mu uprawnienia, rozstrzygając zaistniałe spory. Były jednak także i takie sytuacje, w których wyjaśnienie przepisów obowiązującego prawa lub konfrontacja zważnionych stron pozwalały na uniknięcie konieczności władczej i jednostronnej ingerencji organu administracyjnego, ponieważ strony same dochodziły do porozumienia. Działania te przyczyniły się jednocześnie do pełniejszego poszanowania prawa i krzewienia kultury prawnej podmiotów podlegających regulacji. Szczegółowy zakres działań Prezesa URE związany z rozpoznawaniem sporów został przedstawiony w rozdziale 7.3. sprawozdania.

2.9.2. Wymierzanie kar pieniężnych

Kary pieniężne są jednym ze środków prawnych przysługujących Prezesowi URE do oddziaływania prewencyjno-wychowawczego na uczestników rynku energii. Zarówno zasady wymierzania kar, jak i katalog czynów, za które można nałożyć karę pieniężną, zostały szczegółowo i wyczerpująco opisane w Prawie energetycznym, co oznacza, że nie jest w tym zakresie uprawnione odwoływanie się do przepisów innych ustaw.

Kara pieniężna może być nałożona zarówno na przedsiębiorstwo energetyczne, jak i na jego kierownika. Wysokość wymierzonej kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, to wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Niezależnie od kary pieniężnej nałożonej na przedsiębiorcę Prezes URE może nałożyć karę na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego (w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia). Ustalając wysokość kary, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe.

Należy podkreślić, że kara pieniężna jest płacona przez ukaranego z dochodu po opodatkowaniu lub z innej formy nadwyżki przychodu nad wydatkami, pomniejszonej o podatki. Wymierzona kara jest wpłacana na konto urzędu skarbowego właściwego miejscowo dla siedziby lub miejsca zamieszkania ukaranego zasilając bezpośrednio budżet państwa. W sytuacji, gdy obciążony nie uiszczy wymierzonej kary, podlega ona ściągnięciu w trybie przepisów ustawy z 16 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji (Dz. U. z 2002 r. Nr 110, poz. 968 z późn. zm.).

Najwięcej postępowań w 2002 r. dotyczyło nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (art. 56

ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne), a w przewidzianej części – niezłożenia w wymaganym terminie sprawozdania z realizacji nałożonych na przedsiębiorstwa warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej za rok bieżący. Po otrzymaniu zawiadomienia o wszczęciu postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niezłożenie w terminie sprawozdania przedsiębiorstwa niezwłocznie dopełniały wynikającego z koncesji obowiązku. Z tego względu, mając na uwadze niewielki stopień szkodliwości działania, podejmowano decyzję o umorzeniu postępowania i odstąpieniu od wymierzenia kary.

Pozostałe postępowania związane z niewywiązywaniem się z obowiązków koncesyjnych dotyczyły:

- braku wyposażenia węzłów cieplnych w eksploatowanych sieciach w układy pomiarowo-rozliczeniowe,
- nieinformowania o zamiarze podziału lub połączenia z innymi podmiotami,
- nieinformowania o realizowanych inwestycjach związanych z ochroną środowiska,
- niedopełnienia obowiązku wyposażenia odbiorców w liczniki ciepła,
- nieopracowania programu mającego na celu racjonalne i oszczędne zużycie paliw oraz programu działań zmierzających do ograniczenia obciążenia środowiska oraz niedostosowania treści umów do przepisów Prawa energetycznego,
- niedotrzymania standardów jakościowych świadczenia usług, nieinformowania Prezesa URE o wykonaniu rozstrzygnięć wydanych na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne,
- niezmnieszenia ubytków wody sieciowej we wszystkich posiadanych sieciach wodnych.

Ponadto Prezes URE prowadził także postępowania w związku z naruszeniami polegającymi na:

- stosowaniu cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia,
- odmowie udzielenia informacji, o których mowa w art. 28,
- stosowaniu cen i taryf wyższych od zatwierdzonych,
- nieprzebrzeganiu obowiązku zakupu energii elektrycznej lub ciepła nałożonego przepisami art. 9a,
- zatrudnianiu osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji,
- prowadzeniu ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44,
- nieprzebrzeganiu obowiązku utrzymania zapasów paliw.

Najwyższa wymierzona kara wynosiła 856 000 zł, najniższa zaś 500 zł. Wysokość kar w stosunku do przychodu przedsiębiorstwa energetycznego wynosiła od 0,001 do 15%. W większości przypadków kary stanowiły niewielki procent przychodu, miały bowiem charakter edukacyjno-prewencyjny, choć należy wskazać, że były także tak oczywiste i rażące naruszenia prawa, że wymierzono kary w maksymalnej wysokości.

2.9.3. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

2.9.3.1. Kontrola przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła do odbiorców

Na mocy § 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 20 kwietnia 1998 r. w sprawie wielkości, sposobu gromadzenia oraz kontroli stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła oraz wydobywaniem i dystrybucją paliw gazowych (Dz. U. z 1998 r. Nr 53, poz. 332 i z 2000 r. Nr 100, poz. 1079) w 2002 r. przeprowadzono ogółem 70 kontroli stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych. Realizacja tego obowiązku przez przedsiębiorstwa energetyczne służy zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz zapewnieniu pewności i ciągłości dostaw mediów energetycznych odbiorcy końcowemu. Dlatego też działalność Prezesa URE w tym zakresie ma ogromne znaczenie z punktu widzenia wskazanych podstawowych celów ustawy – Prawo energetyczne. Szczegółowe informacje dotyczące przeprowadzonych kontroli zostały zamieszczone w rozdziale 7.5. sprawozdania.

2.9.3.2. Kontrola realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła

Realizując obowiązki wynikające z art. 56 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, a także z § 1 ust. 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku, w sierpniu 2002 r. przeprowadzono kontrolę realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Kontrolą zostały objęte 33 spółki dystrybucyjne, na których spoczywa ten obowiązek, oraz PSE SA. Zapytania wystosowano również do 44 przedsiębiorstw będących właścicielami elektrociepłowni produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie nie mniejszą niż 65%. W rezultacie kontroli nie stwierdzono żadnych naruszeń realizacji obowiązku wynikającego z § 1 ust. 4 przywołanego rozporządzenia.

2.9.3.3. Kontrola przestrzegania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła

Art. 11 ustawy – Prawo energetyczne dopuszcza możliwość wprowadzenia na czas oznaczony na terenie kraju lub jego części ograniczenia w sprzedaży paliw

stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła w określonych przez ustawę przypadkach. Szczegółowy tryb wprowadzenia tych ograniczeń został określony w rozporządzeniu Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych, w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz określenia organów uprawnionych do kontroli przestrzegania wprowadzonych ograniczeń (Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 386).

Stosownie do § 6 ust. 2 tego rozporządzenia Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA jako operator systemu zobowiązane są do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i uzgodnienia tego planu z Prezesem URE. Plan ten podlega corocznej aktualizacji w terminie do 31 sierpnia.

W 2002 r. PSE SA złożyły wniosek o aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, który był uzgodniony decyzją Prezesa URE z 22 lipca 1999 r., na okres od 1 września 2001 r. do 31 sierpnia 2002 r. Do udziału w postępowaniu administracyjnym na podstawie art. 31 § 1 pkt 2 i § 2 K.p.a zostało dopuszczone Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Uznając, że przedstawiona przez PSE SA aktualizacja „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” spełnia wymogi przewidziane w przepisach przywołanego rozporządzenia, Prezes URE decyzją z 29 sierpnia 2002 r. uznał tę aktualizację za uzgodnioną.

3. Rynek paliw gazowych

3.1. Opis ogólny i struktura podmiotowa rynku paliw gazowych w Polsce

Popyt na gaz w Polsce jest realizowany przez dostawy pochodzące z importu – ok. 6,9 mld m³ (65%), i w mniejszym stopniu przez dostawy krajowe – ok. 3,8 mld m³ (35%). Obecnie zużycie gazu wynosi ok. 10,7 mld m³ rocznie i od paru lat utrzymuje się na stałym poziomie. Gaz rozprowadzany jest siecią o długości 17 500 km, z czego 15 500 km stanowi sieć do przesyłania gazu wysokometanowego, a 2 000 km służy do przesyłania gazu zaazotowanego.

Dostawy gazu zdominowane były w 97% przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, zajmujące się wydobywaniem, importem, przesyłaniem i dystrybucją. Obok monopolisty są też inne podmioty zajmujące się przesyłaniem gazu. Jednym z ważniejszych jest EuRoPol Gaz SA, spółka powołana do przesyłania gazu gazociągiem „Jamalskim”, oraz ok. 30 podmiotów posiadających koncesję na przesyłanie i dystrybucję oraz na obrót paliwami gazowymi, które zaopatrują się w gaz w PGNiG SA.

Segment odbiorców jest bardzo zróżnicowany. Podstawą podziału odbiorców na grupy taryfowe jest

wielkość mocy zamówionej oraz wielkości zużycia gazu. Ogółem na rynku paliw gazowych jest około 6,3 mln odbiorców, z czego 97% stanowią gospodarstwa domowe, używające jednak tylko 33% gazu dostarczanego (ich udział w przychodach PGNiG SA nie przekracza 40%). Odbiorcy przemysłowi, którzy stanowią ok. 3%, zużywają 67% gazu i wnoszą około 60% przychodów PGNiG SA.

Rynek detaliczny paliw gazowych tworzą odbiorcy o mocy zamówionej do 10 m³/h gazu ziemnego wysokometanowego i do 25 m³/h gazu ziemnego zaazotowanego, którzy (w przypadku PGNiG SA) zakwalifikowani są do grup od W-1 do W-4 (gaz wysokometanowy) i od Z-1 do Z-4 (gaz zaazotowany). Do grupy W-1 kwalifikowani są odbiorcy używający do 300 m³ gazu rocznie, a więc wykorzystujący ten gaz jedynie do przygotowania posiłków, do W-2 używający od 300 do 1 200 m³ gazu rocznie, a więc wykorzystujący go do przygotowania posiłków i podgrzania wody, do W-3 odbiorcy o rocznym poborze od 1 200 do 8 000 m³ gazu, tj. używający gaz do dwóch wymienionych już celów oraz dodatkowo do ogrzewania zajmowanych lokali. Grupę W-4 tworzą odbiorcy o rocznym poborze powyżej 8 000 m³, a więc ogrzewane gazem duże rezydencje oraz firmy stosujące gaz w budynkach biurowych oraz w takich dziedzinach jak chłodzenie, usługi gastronomiczne, hotelarstwo, opieka zdrowotna, działalność handlowa.

Na uwagę zasługuje fakt, iż około 58% gospodarstw domowych w Polsce korzysta z gazu ziemnego, ale jedynie 10% mieszkań jest ogrzewanych gazem. Wśród gospodarstw domowych procent zużycia gazu w poszczególnych grupach wynosi: W-1 – 12%, W-2 – 32% i W-3 – 56%.

3.2. Zmiany w podsektorze gazu przeprowadzone w 2002 r.

Wobec istnienia na polskim rynku tylko jednego, pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa krajowego praktycznie nie było możliwości wprowadzenia rynku konkurencyjnego. Niezbędnym warunkiem wprowadzenia mechanizmów konkurencji była zatem restrukturyzacja PGNiG SA i wydzielenie przedsiębiorstw wydobywczych gazu oraz przedsiębiorstw obrotu gazem.

13 sierpnia 2002 r. Rada Ministrów przyjęła „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA”, który był kontynuacją działań podjętych wcześniej i jednocześnie etapem kończącym rozbięcie monopolu PGNiG SA. Miało to na celu przybliżenie wdrożenia konkurencyjnego rynku paliw gazowych, co jest istotne ze względu na perspektywę wejścia Polski do Unii Europejskiej.

Realizacja zaktualizowanej strategii przekształceń ma zapewnić m.in. warunki do:

- 1) stworzenia efektywnej struktury podsektora gazowego,
- 2) poprawy pozycji konkurencyjnej tego podsektora,

- 3) zagwarantowania dostaw gazu do odbiorców po ekonomicznie uzasadnionych cenach,
- 4) zapewnienia dużym odbiorcom przemysłowym możliwości korzystania z gazu po cenach konkurencyjnych.

Nadzór nad sprawną realizacją tego procesu został powierzony komitetowi sterującemu do spraw restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA, powołanemu 9 września 2002 r. uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy PGNiG SA. W skład komitetu został powołany Prezes URE, który tę funkcję pełnił przez swojego przedstawiciela.

Intensywne prace komitetu sterującego przy współudziale Zarządu PGNiG SA doprowadziły do rozpoczęcia procesu restrukturyzacji przedsiębiorstwa monopolistycznego poprzez utworzenie struktury holdingowej. Stworzenie struktury holdingowej jest pierwszym krokiem w kierunku liberalizacji rynku gazowego. Wyodrębnione podmioty w pierwszej kolejności będą musiały zastosować zasady tzw. *unbundlingu* wewnętrznego. Krokiem w kierunku liberalizacji będzie również możliwość zastosowania w początkowym okresie konkurencji przez porównanie sześciu niezależnie działających podmiotów. Ponadto nowa struktura PGNiG SA pozwoli na praktyczne stosowanie zasady TPA dzięki wyodrębnieniu operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, których obowiązki zostały zdefiniowane w art. 9c znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne.

W pierwszym etapie prac komitetu, związanym z wydzieleniem 6 spółek dystrybucyjnych (od 1 stycznia 2003 r.), przedstawiciel Urzędu Regulacji Energetyki egzekwował realizację następujących zagadnień:

- a) harmonizacji struktury taryf przed restrukturyzacją i po restrukturyzacji,
- b) opomiarowania systemu do celów rozliczeń handlowych,
- c) przygotowywania taryf dla paliw gazowych dla spółek dystrybucyjnych,
- d) przygotowania ogólnych warunków projektów umów sprzedaży paliwa gazowego pomiędzy PGNiG SA a wydzielonymi spółkami dystrybucyjnymi,
- e) bieżących efektów prac restrukturyzacyjnych.

Zgodnie z planem, 1 stycznia 2003 r. została wydzielona część dystrybucyjna poprzez powołanie 6 regionalnych spółek dystrybucyjnych:

- 1) Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu,
- 2) Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku,
- 3) Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- 4) Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze,
- 5) Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu,
- 6) Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie.

3.3. Koncesjonowanie przedsiębiorstw gazowniczych

W roku 2002 działalność regulacyjna Prezesa URE, polegająca na koncesjonowaniu przedsiębiorstw działających w sektorze gazowniczym, prowadzona była w niezmienionym stanie prawnym. Koncesjonowaniu podlegało: wytwarzanie paliw gazowych (tj. gazu koksowniczego, wielkopieczowego oraz pokarbidoowego), przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych w sieci o przepustowości powyżej 1 MJ/s oraz obrót paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu przekracza 100 000 euro. Magazynowanie paliw gazowych, jakkolwiek zapisane w ustawie – Prawo energetyczne, nie jest w rozumieniu tej ustawy prowadzone przez żadnego przedsiębiorcę, ale magazynowanie gazu ziemnego (w górotworze) ma miejsce, regulowane jest ustawą – Prawo geologiczne i górnicze i wymaga uzyskania koncesji Ministra Środowiska.

Zgodnie z założeniami programu restrukturyzacji PGNiG SA ma pełnić funkcję operatora systemu przesyłowego gazu, prowadzącego działalność gospodarczą z wykorzystaniem gazociągów wysokich ciśnień, a wydzielone spółki dystrybucyjne prowadzić mają działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych oraz obrotu nimi z wykorzystaniem sieci rozdzielczych średniego i niskiego ciśnienia.

Następnym krokiem w realizacji programu restrukturyzacji było podjęcie 3 grudnia 2002 r. przez Zarząd PGNiG SA uchwały, w której określono administracyjne granice funkcjonowania 6 spółek dystrybucyjnych.

W związku ze zmianą programu restrukturyzacji PGNiG SA i wydzieleniem 6 spółek dystrybucyjnych w miejsce dotychczasowych 4 utworzonych w związku z realizacją programu restrukturyzacji PGNiG SA z 2000 r. (Mazowieckiej, Karpackiej, Śląskiej oraz Pomorsko-Wielkopolskiej, posiadających już koncesje Prezesa URE na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych oraz obrót nimi) konieczne było udzielenie koncesji dwóm nowym spółkom i dostosowanie przedmiotu i zakresu działalności określonych w koncesjach udzielonych pozostałym 4 spółkom.

Udzielenie przez Prezesa URE koncesji gazowniczym spółkom dystrybucyjnym oraz uchwała zarządu PGNiG SA z 17 grudnia 2002 r. w sprawie wyrażenia zgody na zbycie na rzecz spółek dystrybucyjnych składników majątkowych stanowiących zorganizowane części PGNiG SA w rozumieniu art. 55¹ Kodeksu cywilnego poprzez wniesienie ich jako wkładu niepieniężnego na pokrycie podwyższonego kapitału zakładowego w tych podmiotach pozwoliły na podjęcie działalności koncesjonowanej przez spółki dystrybucyjne 1 stycznia 2003 r.

Dokonując analizy funkcjonowania sektora gazowniczego w Polsce oraz następujących w nim zmian strukturalnych, pamiętać należy, iż w sferze przesyłania i dystrybucji właściwie pełne ukształtowanie się mechanizmów rynkowych obecnie nie jest możliwe. Podział istniejących sieci gazowych pomiędzy kilka podmiotów spowoduje powstanie monopolu sieciowych, tyle że dzia-

lających lokalnie. Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych winna więc być poddana szczególnej regulacji Prezesa URE. Tworzenie się rynku konkurencyjnego w sektorze gazowniczym możliwe jest jednak w przypadku dostawców paliw gazowych, w szczególności poprzez stworzenie możliwości swobodnego dostępu do sieci przesyłowej podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, nieposiadającym infrastruktury sieciowej, a także dużym odbiorcom przemysłowym kupującym gaz na własne potrzeby. Jednakże, co należy podkreślić, realizację zasady TPA w sposób dość istotny ograniczały w latach minionych i, jak się wydaje, ograniczać będą w mogącej się przewidzieć przyszłości obowiązujące w tym względzie przepisy, w szczególności przepisy ustawy – Prawo energetyczne, które dopuszczają możliwość odmowy świadczenia usług przesyłowych na rzecz odbiorcy w przypadku, gdyby świadczenie usługi przesyłowej spowodowało poważne trudności finansowe przedsiębiorstwa sieciowego, związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych przez to przedsiębiorstwo umów na zakup gazu, zawierających klauzulę *take or pay*. Powyższe wyłączenie wydaje się stanowić poważną barierę w dostępie do sieci także po dniu 1 stycznia 2006 r., która to data określona została w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 17, poz. 158), jako dzień, w którym każdy odbiorca paliw gazowych, bez względu na wielkość ich zużycia, będzie mógł korzystać z usługi przesyłowej przedsiębiorstwa sieciowego. Prawo energetyczne przewiduje tu jednakże szczególną rolę organu regulacyjnego, polegającą na tym, iż Prezes URE może w drodze decyzji administracyjnej odmówić przedsiębiorstwu sieciowemu wyłączenia lub ograniczenia obowiązku świadczenia usługi przesyłowej, wymuszając w ten sposób mechanizmy rynku konkurencyjnego w sektorze gazowniczym.

Analizując zjawiska występujące na rynku gazowym w Polsce, podkreślić należy, iż w 2002 r. zaobserwowano znaczny wzrost aktywności przedsiębiorców planujących podjęcie działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych oraz obrotu nimi na rynkach lokalnych. Taki model działania pozwala z jednej strony na wybudowanie sieci gazowych na obszarach dotychczas jej pozbawionych lub ewentualną dzierżawę sieci gminnych, z drugiej zaś strony na zwiększenie sprzedaży paliw gazowych przez PGNiG SA, a także przez spółki dystrybucyjne powstałe w wyniku restrukturyzacji tego przedsiębiorstwa, bez konieczności ponoszenia przez nie znacznych nakładów finansowych związanych z rozbudową sieci.

Wyrazem wskazanych tu tendencji zauważalnych na rynku paliw gazowych było udzielenie w 2002 r. przez Prezesa URE 12 koncesji oraz 8 promes koncesji na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych oraz obrót

nimi, obejmujących swoim zasięgiem niektóre, dotychczas niezgazyfikowane obszary kraju. Niezależnie od tego przedsiębiorcy posiadający już koncesje na te rodzaje działalności rozszerzali ich zakres na kolejne gminy, rozbudowując posiadaną przez siebie infrastrukturę sieciową, co spowodowało konieczność dokonania przez Prezesa URE stosownych zmian w udzielonych im koncesjach.

3.4. Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych

Według stanu na 31 grudnia 2002 r., Prezes URE zatwierdził 24 taryfy dla paliw gazowych.

Zamieszczona na stronie 39 tabela 9 przedstawia proponowane przez przedsiębiorstwa średnie ceny do zatwierdzenia i średnie ceny wynikające z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf oraz redukcję żądań.

Dla przedsiębiorstw gazowniczych handlujących gazem ziemnym wysokometanowym 2002 r. był korzystniejszy od 2001 r. przede wszystkim ze względu na spadek kosztów zakupu tego gazu z importu. Było to następstwem spadku w 2001 r. na światowych rynkach cen produktów ropopochodnych, które – w związku z formułami cenowymi przyjętymi w gazowych kontraktach importowych (zmiany cen paliw w tych kontraktach, w zależności od ich rodzaju, następują bowiem proporcjonalnie do zmian cen produktów ropopochodnych z opóźnieniem od 6 do 9 miesięcy) – wywierają bezpośredni wpływ na ceny omawianego gazu, którego sprzedaż w Polsce stanowi w wymiarze ilościowym ok. 87% ogólnej sprzedaży paliw gazowych.

Zmniejszenie ilości gazu wysokometanowego kupowanego przez PGNiG SA skutkowało spadkiem średniej ceny sprzedaży tego gazu przez to przedsiębiorstwo, czego z kolei następstwem był spadek średnich cen sprzedaży w większości przedsiębiorstw, które kupują ten gaz od PGNiG SA, a następnie sieciami należącymi do nich dostarczają go swoim odbiorcom. Spadek ten wyniósł przeciętnie 4%.

W przypadku przedsiębiorstw, które sprzedają gaz ziemny zaazotowany (np. ANCO Sp. z o.o. czy Lokgaz Sp. z o.o.), w związku ze zwiększeniem średniej ceny sprzedaży przez PGNiG SA o ok. 2,5% średnie ceny zatwierdzone w ustalonych przez nie taryfach uległy również zwiększeniu w granicach od 0,9 do 8% (ten ostatni wzrost dotyczy przedsiębiorstwa, które w sposób istotny zwiększało liczbę odbiorców, co pociągało za sobą konieczność budowy nowych odcinków sieci służących ich przyłączeniu).

Średnie ceny sprzedaży w taryfach przedsiębiorstw wytwarzających gaz koksowniczy lub zajmujących się obrotem nim w 2002 r. w stosunku do 2001 r. również zostały podwyższone, średnio o 7%, na skutek wzrostu cen węgla – podstawowego surowca do produkcji gazu – w skali wyższej niż planowany wskaźnik inflacji.

W odniesieniu do sektora paliw gazowych najważniejszą taryfą jest taryfa ustalona przez PGNiG SA,

Tabela 9. Ceny gazu zatwierdzone w 2002 r.

Nazwa przedsiębiorstwa	Średnia cena proponowana [w zł/m ³]	Średnia cena zatwierdzona [w zł/m ³]	Redukcja średniej ceny w procesie taryfowym
PGNiG SA	0,7855	0,7704	-1,92
ANCO Sp. z o.o. Odolanów	0,5601	0,5411	-3,39
KRI Sp. z o.o. Przeźmierowo	0,7344	0,6412	-12,69
Zakłady Koksownicze „Przyjaźń” PP Dąbrowa Górnicza	0,1695	0,1645	-2,95
HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o. Stalowa Wola	0,6757	0,6757	0,00
Energomedia Sp. z o.o. Trzebinia	0,7298	0,6877	-5,77
Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	0,1515	0,1515	0,00
Media Odra Warta Sp. z o.o. Poznań	1,0247	0,8668	-15,41
Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tamobrzeg Sp. z o.o.	0,8510	0,8130	-4,47
Zakład Energetyki – Błachownia Sp. z o.o. Kędzierzyn-Koźle	0,2972	0,2773	-6,70
Huta „Pokój” SA Ruda Śląska	0,7365	0,7365	0,00
System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA Warszawa	11,5400 zł/m ² na 100 km	11,5400 zł/m ² na 100 km	0,00
Zakłady Mechaniczne „Bumar – Łabędy” SA Gliwice	0,8810	0,8780	-0,34
Zakład Usług Gazowniczych „Lokgaz” Sp. z o.o. Kaźmierz	0,5484	0,5422	-1,13
PPUH „Energomedia” Sp. z o.o. Zawiercie	0,7900	0,6586	-16,63
PETRICO SA Karlino	0,6068	0,5024	-17,21
Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSSEN Sp. z o.o. Częstochowa	0,6420	0,6300	-1,87
FENICE Poland Sp. z o.o. Bielsko-Biała	0,7950	0,7920	-0,38
Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o. Nowa Dęba	0,8304	0,8304	0,00
Fabryka Maszyn „Glinik” SA Gorlice	0,6558	0,6413	-2,21
KB-GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o. Szczecin	0,9835	0,9113	-7,34
RCEkoenergia Sp. z o.o. Czechowice-Dziedzice	0,5620	0,5490	-2,31
Zakłady Azotowe „Puławy” SA	0,5649	0,5649	0,00
Grupa „Kęty” SA	0,8420	0,7930	-5,82

Źródło: URE.

z uwagi na jej ogólnopolski zasięg. W sprzedaży tego przedsiębiorstwa podstawowe znaczenie odgrywa gaz ziemny wysokometanowy, następnie gaz ziemny zaazotowany. Dostawa gazu propan-butan rozprężony i propan-butan powietrze ma charakter lokalny i wartość ich sprzedaży jest niewielka.

Po 2 odmowach zatwierdzenia drugiej taryfy PGNiG SA, jakie miały miejsce w 2001 r., Prezes URE 15 marca 2002 r. – po ponadpółtoramiesięcznych negocjacjach w zakresie kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat – zatwierdził drugą taryfę ustaloną przez to przedsiębiorstwo. Koszty te obniżono o koszty finansowe związane z niewykorzystanymi euroobligacjami oraz o część kosztów finansowych z tytułu przeszacowania (za wygórowane uznano założenia aprecjacji EUR w stosunku do PLN w roku obowiązywania taryfy w porównaniu z 2002 r. na poziomie 13,4%). Nie w pełni również zaakceptowany został postulowany przez przedsiębiorstwo poziom kosztów usług obcych oraz kosztów obsługi odbiorców. W rezultacie do kalkulacji cen i stawek opłat zawartych w taryfie, które w ocenie Prezesa zapewnić winny przedsiębiorstwu osiągnięcie przychodów niezbędnych do pokrycia kosztów uzasadnio-

nych, przy założeniu struktury sprzedaży planowanej przez przedsiębiorstwo na 2002 r., przyjęto koszty zweryfikowane w stosunku do oczekiwań o 146,5 mln zł.

Przy takich założeniach nastąpił spadek średniej ceny dostawy paliw gazowych wprowadzonej taryfy PGNiG SA o 2,49% w stosunku do ceny obowiązującej. W ramach wskaźnika dla gospodarstw domowych nastąpił wzrost średnich cen w wysokości 3,81%, zaś dla odbiorców pozostałych – spadek w wysokości 7,52%. W wymiarze śr. 2002 / śr. 2001 wskaźniki te przedstawiają się odpowiednio: 3,45%, 7,65% i 0,05%.

Ponadto w 2002 r. Prezes URE zatwierdził pierwszą taryfę ustaloną przez SGT EuRoPol Gaz SA, który pod względem skali działalności i wielkości przychodów jest drugim co do wielkości (po PGNiG SA) przedsiębiorstwem energetycznym w polskim sektorze gazowniczym. Koszty świadczonej przez EuRoPol Gaz SA usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego mają wpływ na założenia związane z kalkulacją taryfy PGNiG SA, a w konsekwencji również na taryfy innych przedsiębiorstw gazowniczych nabywających paliwa gazowe z sieci PGNiG SA. Tak znacząca skala działalności energetycznej ma niezwykle istotne znaczenie z punktu widzenia zadań realizowanych przez Preze-

sa URE oraz tworzenia warunków do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W listopadzie 2002 r. do złożenia taryf dla paliw gazowych – na mocy postanowień art. 47 ust. 1 Prawa energetycznego – wezwano 10 przedsiębiorstw posiadających koncesje na przesyłanie i dystrybucję gazu oraz obrót nim, które do tego czasu nie wystąpiły z wnioskami w tym zakresie.

W 2002 r. urząd prowadził kwartalny monitoring dotyczący przychodów i kosztów grup odbiorców zaopatrywanych przez PGNiG SA w gaz wysokometanowy i zaazotowany, umożliwiający bieżącą analizę sytuacji finansowej tego przedsiębiorstwa w zakresie działalności koncesjonowanej. Był to jedyny rodzaj takiej sprawozdawczości prowadzonej w sektorze gazowniczym, jako że w przeciwieństwie do sektora elektroenergetycznego sektor ten nie jest objęty sprawozdawczością w typie zbliżonym do prowadzonej przez Ministerstwo Gospodarki (sprawozdania typu G).

3.5. Projekt planu rozwoju Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA i pozostałych przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją paliw gazowych

30 września 2002 r. PGNiG SA zostało wezwane przez Prezesa URE do opracowania kolejnego projektu planu rozwoju na lata 2003-2005 i przedłożenia go do uzgodnienia do 31 grudnia 2002 r. W związku z utworzeniem, na bazie majątku wyodrębnionego z PGNiG SA 6 nowych spółek dystrybucyjnych projekt ma zawierać informacje dotyczące m.in. sposobu rozdysponowania majątku niezbędnego do prowadzenia działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych przez spółki dystrybucyjne

i spółkę przesyłową oraz wstępne założenia dotyczące ich inwestycji.

W 2002 r. przedmiotem uzgodnień były również projekty planów rozwoju, sporządzone przez przedsiębiorstwa gazownicze prowadzące działalność dystrybucyjną w skali lokalnej.

W zakresie paliw gazowych przedłożono 2 projekty, z których jeden został uzgodniony.

3.6. Realizacja zasady TPA w gazownictwie

W 2002 r., podobnie jak w 2001 r., odbiorcami uprawnionymi do korzystania z zasady TPA byli odbiorcy gazu dokonujący zakupu paliw gazowych w ilości nie mniejszej niż 25 mln m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, z zastrzeżeniem, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłem paliw gazowych mają obowiązek zapewnić świadczenie usług przesyłowych jedynie w odniesieniu do paliw wydobywanych w kraju. Należy jednak zauważyć, że przepis ten został zmieniony w znowelizowanej ustawie – Prawo energetyczne, która weszła w życie 1 stycznia 2003 r. Obecnie brak ograniczenia jedynie do paliw wydobywanych w kraju. Jednakże w myśl przepisów wprowadzających omawianą nowelizację do czasu uzyskania przez RP członkostwa w UE obowiązek przesyłania przez przedsiębiorstwa energetyczne paliw gazowych dotyczy nadal jedynie paliw gazowych wydobywanych wyłącznie na terytorium RP.

Na liście podmiotów uprawnionych znalazło się 21 przedsiębiorstw (zakłady nawozów sztucznych i przemysłu chemicznego, huty metali i szkła, jedna firma produkująca opony, jedna elektrociepłownia). Do chwili obecnej o udostępnienie sieci wystąpiło (w 2000 r.) tylko jedno przedsiębiorstwo sprowadzające gaz z zagranicy

Tabela 10. Realizacja zasady TPA w gazownictwie w krajach Unii Europejskiej

Kraj	Deklarowane otwarcie rynku w 2002 r.	Zmiana dostawcy (lub renegocjacja umowy)		Udział TPA w całości obrotu*)
		Duży przemysł	Drobny przemysł/ gospodarstwa domowe	
Austria	100	2	–	5
Belgia	59	Bd.	–	2
Dania	35	2-5	–	0
Francja	20	20-30	–	3
Hiszpania	79	20-30	–	7
Holandia	60	30-50	–	17
Irlandia	82	20-30	–	25
Luksemburg	72	5-10	–	0
Niemcy	100	2	2	2
Szwecja	47	2	–	0
W. Brytania	100	>50	>50	100
Włochy	96	10-20	2-5	16

Źródło: „Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market” Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels, 1/10/2002.

*) Źródło: „First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market” Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels, 31/12/2001.

– Bartimpex SA, któremu PGNiG SA odmówiło świadczenia usług przesyłowych.

Podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, państwa członkowskie Unii Europejskiej w zdecydowanej większości przyjęły zasadę regulowanego dostępu do sieci. Również w sektorze gazu stopień wykorzystania uprawnienia do korzystania z sieci przesyłowej jest w praktyce niewielki.

Średni udział gazu przesyłanego na podstawie kontraktów TPA w całości sprzedaży gazu w krajach Unii Europejskiej – z wyłączeniem Wielkiej Brytanii – wynosi zaledwie 7,3%.

Zamieszczona na stronie 40 tabela 10 ilustruje funkcjonowanie zasady TPA w sektorze gazu mierzone stopniem wykorzystania prawa do zmiany dostawcy oraz udziałem obrotu gazu na warunkach TPA w całości obrotu (ostatnia kolumna).

4. Rynek ciepła

Problematyka rynku ciepła została zaprezentowana w sposób szczegółowy w części II sprawozdania, dotyczącej działalności oddziałów terenowych URE.

4.1. Zasady ustalania taryf dla ciepła

W 2002 r. zasady kalkulowania taryf dla ciepła określało – podobnie jak w 2001 r. – rozporządzenie Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053), zwane dalej rozporządzeniem taryfowym dla ciepła.

Zgodnie z przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła ceny i stawki opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy określa się na podstawie uzasadnionych planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska. Koszty te określa się dla ilości wytworzonego i sprzedanego ciepła oraz ilości dostarczonego do sieci ciepłowniczych i sprzedanego nośnika ciepła w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy, a także dla ilości punktów pomiarowych oraz wielkości zamówionej mocy cieplnej według stanu na ostatni dzień roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy. Podstawą oceny planowanych kosztów są porównywalne koszty poniesione w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.

Dokonana ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144) kompleksowa nowelizacja Prawa energetycznego, wynikająca głównie z dostosowania polskich przepisów do wymogów Unii Europejskiej, nie miała wpływu na działalność Prezesa URE związaną z zatwierdzaniem taryf dla ciepła w 2002 r., gdyż znowelizowane przepisy

ustawy częściowo weszły w życie 1 stycznia 2003 r., a część z nich wejdzie w życie z dniem uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej. Wyjątek stanowił zmieniony art. 45b, dotyczący jedynie taryf dla ciepła, zgodnie z którym „zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy”, a który wszedł w życie 12 września 2002 r.

Przepis ten ograniczył możliwość wprowadzania zmian (zarówno wzrostu, jak i obniżki) cen i stawek opłat, jakie w ciągu 12 miesięcy mogłyby wynikać z niezależnej od przedsiębiorstwa energetycznego zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło i związanego z tym wzrostu lub obniżki jednostkowych kosztów wytwarzania albo przesyłania i dystrybucji ciepła.

Doświadczenia z czwartego roku zatwierdzania taryf dla ciepła przez Prezesa URE wykazały, że nadal wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych miało problemy z prawidłowym przygotowaniem wniosków taryfowych, a wpływające wnioski najczęściej nie pozwalały na zatwierdzenie taryf w przedstawionych przez przedsiębiorstwa wersjach. Konieczność korekt i uzupełnień wniosków powodowała wydłużanie procesu zatwierdzania. Najwięcej trudności z opracowaniem taryf miały małe przedsiębiorstwa, w szczególności te, które przygotowywały je po raz pierwszy. Mimo że był to czwarty rok zatwierdzania taryf dla ciepła, taryfy zatwierdzone po raz pierwszy stanowiły 21,9% (111 taryf). Wymaga podkreślenia, że wnioski o zatwierdzenie pierwszych taryf dla ciepła (179), które stanowiły 28,1% wszystkich wniosków, w większości przypadków były przedkładane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze na żądanie Prezesa URE.

W składanych wnioskach taryfowych występowały nieprawidłowości formalne i błędy merytoryczne, w szczególności dotyczące:

- utożsamiania wszystkich wydatków poniesionych przez przedsiębiorstwo z kosztami uzasadnionymi,
- niewłaściwego przypisywania kosztów poszczególnym grupom odbiorców, a także nieprawidłowego podziału na grupy odbiorców,
- błędnego rozumienia przez przedsiębiorstwa pojęcia planowanych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów związanych z realizacją inwestycji w zakresie ochrony środowiska (utożsamiane one były często z nakładami inwestycyjnymi, co powodowało nieuzasadniony poziom jednostkowych kosztów),
- obciążania działalności koncesjonowanej kosztami innych rodzajów działalności (przede wszystkim w przedsiębiorstwach komunalnych i przemysłowych, dla których działalność ciepłownicza jest działalnością uboczną), a także przypisywania kosztów finansowych tym częściom działalności ciepłowniczej, dla których takie koszty nie były ponoszone,
- przyjmowania niewłaściwego klucza podziału kosztów wspólnych,
- zawyżania cen paliw.

4.2. Poziom cen i stawek opłat w zatwierdzonych taryfach dla ciepła

Przepisy rozporządzenia taryfowego dla ciepła stanowią, że w taryfach przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie wytwarzania ciepła określone są ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła i ceny nośnika ciepła. Ponieważ są to ceny nieporównywalne z uwagi na różne wielkości odniesienia (zł/MW, zł/GJ i zł/m³), a ich poziom zależy od wielu czynników, w celu umożliwienia porównywania cen ciepła wytwarzanego w różnych źródłach, a przede wszystkim w celu określenia skutków zmiany tych cen dla odbiorców, rozporządzenie taryfowe dla ciepła nakłada obowiązek obliczania średnich wskaźnikowych cen ciepła. Średnia wskaźnikowa cena ciepła w pierwszym roku stosowania taryfy stanowi iloraz sumy planowanych na ten rok opłat ponoszonych przez odbiorców (za zamówioną moc cieplną, ciepło i nośnik ciepła) i sumarycznej ilości ciepła oddanego do sieci oraz sprzedanego odbiorcom bezpośrednio ze źródeł ciepła w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.

Analogicznie określane są średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe. Średnia wskaźnikowa stawka opłaty w pierwszym roku stosowania taryfy stanowi iloraz sumy planowanych na ten rok opłat od odbiorców (stałych i zmiennych opłat za usługi przesy-

lowe oraz opłat abonamentowych) i sumy ciepła sprzedanego odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczych w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.

W celu umożliwienia porównań w skali makro, tj. w skali województw i całego kraju, obliczono średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w kraju. Dla pierwszego roku stosowania taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2002 r. zostały one obliczone w następujący sposób:

- w zakresie wytwarzania ciepła – jako iloraz sumy przychodów wszystkich analizowanych przedsiębiorstw „wytwórczych” (stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych cen ciepła dla pierwszego roku obowiązywania taryf i ilości ciepła sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym, tj. 2001 r.) oraz sumy ilości ciepła sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym przez wszystkie analizowane przedsiębiorstwa „wytwórcze”,
- w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła – jako iloraz sumy przychodów wszystkich analizowanych przedsiębiorstw „przesyłowych” (stanowiących sumę iloczynów średnich wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku obowiązywania taryf i ilości ciepła sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym) oraz sumy ilości ciepła sprzedanego w ostatnim roku kalendarzowym przez wszystkie analizowane przedsiębiorstwa „przesyłowe”.

Tabela 11. Średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe (bez VAT) dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
	Liczba przedsiębiorstw	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	Liczba przedsiębiorstw	Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Mazowieckie	48	21,63	44	8,42
Dolnośląskie	32	22,50	27	9,44
Opolskie	9	25,68	10	9,78
Kujawsko-pomorskie	33	24,75	28	10,04
Wielkopolskie	39	23,43	39	7,73
Pomorskie	33	23,40	33	13,11
Warmińsko-mazurskie	25	23,78	22	9,68
Małopolskie	24	19,63	23	5,49
Podkarpackie	23	23,70	25	9,15
Śląskie	54	21,29	58	8,54
Łódzkie	37	23,39	35	9,17
Świętokrzyskie	15	22,03	14	10,22
Zachodniopomorskie	28	27,14	26	8,42
Lubuskie	18	29,11	15	6,61
Lubelskie	25	23,60	25	9,09
Podlaskie	7	22,42	7	9,69
Ogółem kraj	450	22,68	431	8,88

Źródło: URE.

Podane średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe można traktować jedynie jako służące do porównań w skali makro, orientacyjne średnie ceny i stawki opłat w kraju i w danym województwie, a nie jako ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe stosowane w rozliczeniach z odbiorcami. W rozliczeniach z odbiorcą stosowane są ceny (cena za zamówioną moc cieplną, cena ciepła i cena nośnika ciepła) i stawki opłat (stawki opłat stałych i opłat zmiennych za usługę przesyłową oraz stawka opłaty abonamentowej) określone w taryfie dla ciepła przedsiębiorstwa, z którym odbiorca ma zawartą umowę na dostawę ciepła.

Średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r. porównano w skali kraju i poszczególnych województw z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami ciepła i średnioważonymi stawkami opłat za usługi przesyłowe obliczonymi dla przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w 2002 r. W obliczeniach tych uwzględniono ostatnio stosowane przez poszczególne przedsiębiorstwa ceny i stawki opłat odniesione do tej samej ilości sprzedanego ciepła, która była podstawą kalkulacji cen i stawek opłat dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r.

Na podstawie porównania średnioważonych cen ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf z ostatnio stosowanymi średnioważonymi cenami ciepła oraz średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe

ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf z ostatnio stosowanymi średnioważonymi stawkami opłat za usługi przesyłowe określono odpowiednio wzrost średnioważonych cen ciepła oraz średnioważonych stawek opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych województwach i w skali kraju, odniesiony do przedsiębiorstw, którym zatwierdzono taryfy dla ciepła w 2002 r.

Ponadto określono średni wzrost przychodów ze sprzedaży, który obliczono na podstawie porównania planowanych przychodów przedsiębiorstw w poszczególnych województwach i w kraju, wynikających z cen i stawek opłat ustalonych na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r. i ilości ciepła sprzedanego w 2001 r., z przychodami wynikającymi z cen i stawek opłat ostatnio stosowanych przez te przedsiębiorstwa i ilości ciepła sprzedanego w 2001 r.

Wzrost średnioważonych cen, średnioważonych stawek opłat i przychodów jest określony dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r. Wzrostu tego nie można utożsamiać ze wzrostem w 2002 r. w stosunku do 2001 r. Ostatnio stosowane średnioważone ceny ciepła i ostatnio stosowane średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe nie odpowiadają średnioważonym cenom i średnioważonym stawkom opłat dla 2001 r., a średnioważone ceny ciepła i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf nie odpowiadają cenom i stawkom opłat dla 2002 r. Wynika to w szczególności z terminu wprowadzenia do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami taryf poprzednich, a także zatwierdzonych w 2002 r. Analizo-

Tabela 12. Wzrost średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz przychodów przedsiębiorstw na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r. w stosunku do ostatnio stosowanych średnioważonych cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe oraz obliczonych na ich podstawie rocznych przychodów

Województwo	Średni wzrost [w %]		
	cen ciepła	stawek opłat za usługi przesyłowe	przychodów ze sprzedaży ciepła
Mazowieckie	5,48	3,63	5,01
Dolnośląskie	5,11	6,27	5,28
Opolskie	2,02	0,85	1,59
Kujawsko-pomorskie	4,06	5,56	4,26
Wielkopolskie	3,44	3,36	3,43
Pomorskie	8,10	8,93	8,32
Warmińsko-mazurskie	3,43	3,50	3,45
Małopolskie	5,01	5,33	5,05
Podkarpackie	5,58	5,43	5,55
Śląskie	2,06	2,10	2,07
Łódzkie	4,31	9,44	5,71
Świętokrzyskie	3,28	6,76	4,30
Zachodniopomorskie	2,87	13,03	5,00
Lubuskie	1,78	6,26	2,53
Lubelskie	3,48	3,78	3,56
Podlaskie	2,15	7,01	3,51
Ogółem kraj	4,15	5,31	4,41

Źródło: URE.

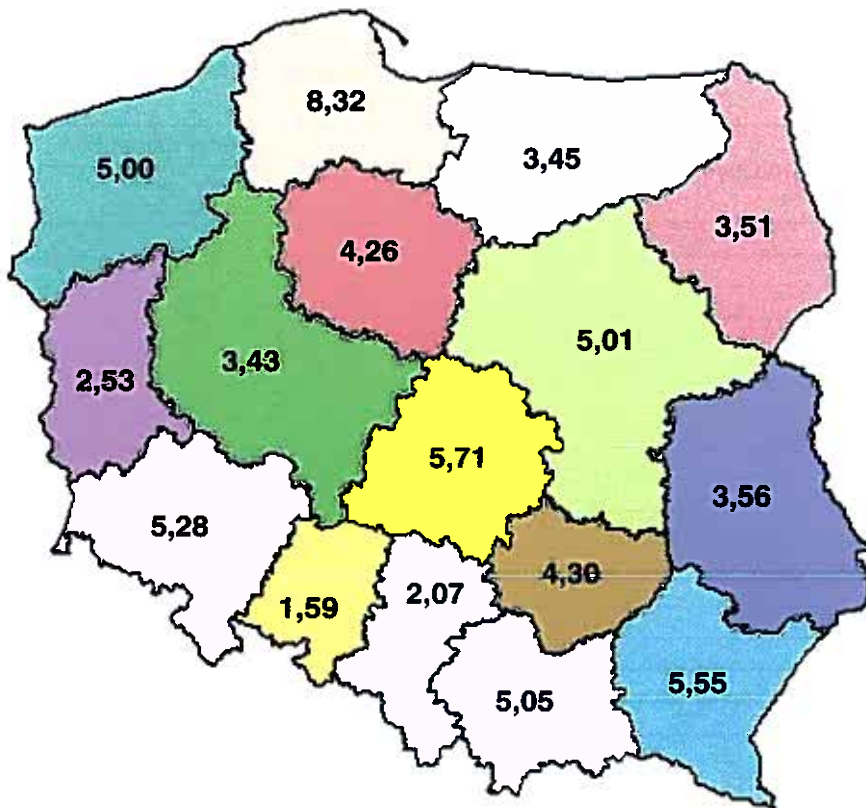
wane taryfy zatwierdzono w różnych miesiącach 2002 r. (co ma wpływ na termin ich wprowadzenia do rozliczeń z odbiorcami – nie wcześniej niż 14 dni po opublikowaniu we właściwym miejscowo wojewódzkim dzienniku urzędowym), a okres obowiązywania ok. 60% zatwierdzonych taryf zakończy się w 2003 r. (z tego 33% w pierwszym półroczu, a 67% w drugim półroczu), ok. 28% – w 2004 r., ok. 11% – w 2005 r. i ok. 1% – w 2006 r.

Średnioważona cena ciepła wzrosła w stosunku do średnioważonej ceny ostatnio stosowanej o 4,15% w skali kraju, a w poszczególnych województwach jej wzrost zawiera się w przedziale od 1,78 do 8,10%. Najniższy wzrost średnioważonej ceny ciepła wystąpił w województwie lubuskim, gdzie średnioważona cena ciepła jest najwyższa (29,11 zł/GJ). Największy wzrost wystąpił w województwie pomorskim, gdzie średnioważona cena ciepła (23,40 zł/GJ) jest niewiele wyższa od średniej w skali kraju (22,68 zł/GJ). Również w województwie podkarpackim wystąpił wzrost średnioważonej ceny ciepła (5,58%) wyższy niż średni w kraju, ale średnioważona cena ciepła (23,70 zł/GJ) jest tam niewiele wyższa od średniej w kraju. W województwach: małopolskim, dolnośląskim i mazowieckim wzrost średnioważonej ceny ciepła jest wprawdzie wyższy (od 5,01 do 5,48%) niż średni w kraju, ale poziom tych cen jest niższy od średniej krajowej (od 19,63 do 22,50 zł/GJ).

Średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe wzrosła w stosunku do średnioważonej ostatnio stosowanej stawki opłaty za usługi przesyłowe o 5,31% w skali kraju. W poszczególnych województwach jej wzrost wynosi od 0,85 do 13,03%. Najniższy wzrost wystąpił w województwie opolskim, gdzie średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe jest wyższa (9,78 zł/GJ) niż średnia w kraju (8,88 zł/GJ), a największy wzrost wystąpił w województwie zachodniopomorskim, gdzie średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe (8,42 zł/GJ) jest niższa od średniej w skali kraju.

Średni wzrost planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła w pierwszym roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r. wynosi w skali kraju 4,41%, a zróżnicowanie w województwach wynosi od 1,59% w województwie opolskim do 8,32% w województwie pomorskim. W obu tych województwach zarówno średnioważone ceny ciepła, jak i średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe są wyższe od średnich w kraju. Niski wzrost przychodów w województwie opolskim jest wynikiem niskiego wzrostu cen ciepła (2,02%) i niskiego wzrostu stawek opłat za usługi przesyłowe (0,85%). Z kolei wysoki wzrost przychodów w województwie pomorskim wynika z wysokiego wzrostu cen ciepła (8,10%) i wysokiego wzrostu stawek opłat za usługi przesyłowe (8,93%). Przy czym w województwie pomorskim, pomimo wyższego wzrostu cen ciepła niż

Rysunek 6. Średni wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła planowanych na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r. w stosunku do rocznych przychodów określonych na podstawie ostatnio stosowanych cen i stawek opłat (w %)



w województwie opolskim, średnia cena ciepła ukształtowała się na poziomie niższym (23,40 zł/GJ) niż w województwie opolskim (25,68 zł/GJ). Inaczej jest w odniesieniu do stawek opłat za usługi przesyłowe. Zarówno wzrost tej stawki, jak i jej poziom (13,11 zł/GJ) w województwie pomorskim są wyższe od wzrostu i poziomu (9,78 zł/GJ) w województwie opolskim.

Wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe powoduje znacznie mniejszy wzrost opłat dla odbiorców niż wzrost cen ciepła. Wynika to stąd, że udział przychodów z tytułu świadczenia usług przesyłowych stanowi w skali kraju ok. 22% łącznych przychodów planowanych na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzonych w 2002 r., a więc jest ponad 3-krotnie mniejszy od planowanych w tym samym czasie przychodów z działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem ciepła.

Podany w tabeli 12 i na rysunku 6 średni wzrost planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła pozwala na ocenę średniego wzrostu opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło w poszczególnych województwach i w skali kraju, stanowiącego syntetyczny wskaźnik służący do porównań makroekonomicznych. W poszczególnych przedsiębiorstwach (o różnej wielkości sprzedaży ciepła i różnym zakresie działalności) wzrost planowanych przychodów (czyli opłat od odbiorców) wynika z cen i stawek opłat ustalonych w zatwierdzonej taryfie i ostatnio stosowanych oraz wielkości zamówionej mocy cieplnej i sprzedaży ciepła w 2001 r. określonym w taryfie grupom odbiorców. Ponieważ przychody przedsiębiorstw zależą od wielu czynników, w szczególności od warunków atmosferycznych i długości sezonu grzewczego, faktyczne przychody (opłaty od odbiorców) będą się różnić od planowanych przychodów (opłat) określonych dla warunków roku kalendarzowego poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy.

Wzrost opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło, wynikający z zatwierdzonych w 2002 r. taryf dla ciepła, jest w większości przedsiębiorstw energetycznych niższy od wzrostu, jaki wynikałby z cen i stawek opłat zaproponowanych przez te przedsiębiorstwa w pierwszych wersjach wniosków o zatwierdzenie taryfy. Przeprowadzona zgodnie z ustawowym upoważnieniem kontrola i weryfikacja określonych przez te przedsiębiorstwa kosztów, stanowiących podstawę kalkulacji cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe, doprowadziła do ich obniżenia o ponad 293,6 mln zł w skali kraju. W konsekwencji odbiorcy zapłacą za ciepło w skali roku średnio o ok. 3,5% mniej w stosunku do opłat, jakie musieliby ponieść według cen i stawek opłat, o jakie wnosili pierwotnie przedsiębiorstwa, którym zatwierdzono w 2002 r. taryfy dla ciepła.

4.3. Zwalnianie z obowiązku przedkładania taryf dla ciepła do zatwierdzenia

W 2002 r. Prezes URE nadal zajmował się udzielaniem wyjaśnień w sprawie obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla ciepła przez przedsiębiorstwa realizujące dostawy ciepła w systemie ESCO, m.in. do

obiektów eksploatowanych przez siły zbrojne. W klasycznym ujęciu przedsiębiorstwa typu ESCO finansują i realizują inwestycje modernizacyjne, a spłata kosztów poniesionych na inwestycje i eksploatację źródła następuje przez określony w umowie okres eksploatacji, po upływie którego zmodernizowany majątek przejmują właściciele obiektu. Jak wynika z tej definicji, cały zmodernizowany majątek musi nadal stanowić własność Sił Zbrojnych, zaś przedsiębiorstwo typu ESCO w przypadku odpowiedniego skonstruowania umów cywilnych może wykonywać usługi jedynie na rzecz i w imieniu Sił Zbrojnych. Przedsiębiorcy wykonujący jedynie usługi termomodernizacyjne w zakresie wykonywania tych prac nie podlegają regulacji Prezesa URE, w związku z tym nie mogą otrzymać na tego rodzaju działalność koncesji lub zatwierdzonej taryfy. Ponieważ jednak przedsiębiorstwa typu ESCO działające na terenie kraju prowadzą dodatkowo także działalność polegającą na pełnej eksploatacji systemów ciepłowniczych (kupują paliwa, wystawiają faktury za sprzedaż ciepła), a nie tylko na obsłudze zmodernizowanego majątku, to w tym zakresie podlegają – w przypadkach przewidzianych przez ustawę – Prawo energetyczne – obowiązkowi koncesyjnemu i stanowiącemu jego bezpośrednie następstwo obowiązkowi zatwierdzenia taryfy. Problem z przedsiębiorstwami typu ESCO związany jest również z tym, że przedsiębiorstwa te domagały się zbyt szybkiego zwrotu z kapitału. Gdyby nie interwencja Prezesa URE, polegająca na utrzymaniu taryfowania tego rodzaju działalności, mogło to doprowadzić do znacznego wzrostu cen ciepła dla odbiorcy końcowego.

4.4. Realizacja zasady TPA w ciepłownictwie

Od 1 stycznia 2003 r. wszyscy odbiorcy ciepła są uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych. Jednak z analiz rynku ciepła wynika, że obecnie praktycznie nie występują warunki, które by umożliwiły powstanie lokalnych konkurencyjnych rynków ciepła z wykorzystaniem zasady TPA. Pojedyncze przedsiębiorstwa podjęły starania zmierzające do zawarcia umów przesyłowych. Należy rozważyć, czy wobec szeregu problemów natury technicznej i ekonomicznej specyficznych dla ciepłownictwa nie należałoby odejść od zasady TPA na rzecz rynków lokalnych prowadzonych na zasadzie single buyer; tę funkcję pełniłyby przesyłowo-dystrybucyjne przedsiębiorstwa ciepłownicze.

5. Paliwa ciekłe

Działalność energetyczna obejmująca wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję, magazynowanie paliw ciekłych oraz obrót nimi określona jest specyficznymi parametrami, charakterystycznymi wyłącznie dla tego sektora rynku.

W grupie przedsiębiorców wytwarzających paliwa ciekłe widoczne jest silne zróżnicowanie zaawanso-

wania technologicznego prowadzonej działalności, głównie ze względu na ogromną kapitałochłonność niektórych jej rodzajów, w szczególności tych, których celem jest przeróbka ropy naftowej w procesach rafinacji atmosferycznej i próżniowej czy też krakingu. Z przyczyn, o których mowa powyżej, liczba podmiotów działających w tym sektorze jest ograniczona. Dominującą pozycję na rynku wytwórców paliw ciekłych zajmuje PKN ORLEN SA, znaczące ilości ropy naftowej przerabia również Rafineria Gdańska SA. W grupie wytwórców dysponujących zaawansowanymi technologiami widoczna jest również grupa rafinerii zlokalizowanych na południu Polski, tj. Gorlice, Glimar, Jasło, Jedlicze. Ze względu na fakt, iż wytwarzanie paliw obejmuje również ich komponowanie (blendowanie), czyli proces nieporównanie mniej zaawansowany technologicznie, możliwe stało się wejście do tego podsektora rynku znacznej grupy przedsiębiorstw, głównie ze względu na dysponowanie przez nie kapitałami pozwalającymi na sfinansowanie tego typu działalności. Przedsiębiorstwa te prowadzą działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych w sygnalizowanym już procesie dodawania do benzyn czy też olejów bazowych dodatków uszlachetniających, co prowadzi do powstania gotowych paliw ciekłych o zróżnicowanych parametrach w zależności od ich przeznaczenia. Proces ten odbywa się w przystosowanych do tego celu zbiornikach na paliwa ciekłe, zlokalizowanych na terenie baz paliw w całym kraju. Niektóre fragmenty procesu komponowania paliw ciekłych mogą mieć miejsce w przystosowanych do tego celu autocysternach.

Ze względu na fakt znacznego oddziaływania tych działalności na środowisko naturalne oraz znacznego zagrożenia wybuchem czy też pożarowego, w procedurze udzielania koncesji szczególnie dużo miejsca poświęcono weryfikacji przedsiębiorstw pod kątem posiadania przez nie wszystkich wymaganych przepisami zezwoleń, dopuszczeń do eksploatacji instalacji i urządzeń biorących udział w procesie wytwarzania paliw. Istotne znaczenie dla bezpieczeństwa prowadzonej działalności ma szczelność zbiorników na paliwa ciekłe – wyniki badań tego typu stanowią m.in. o możliwości bądź braku możliwości udzielenia koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Działalności tego typu towarzyszy często zorganizowana emisja toksycznych związków do atmosfery. Przed udzieleniem koncesji wnikliwej analizie poddawana jest wielkość tejże emisji w aspekcie posiadanych przez przedsiębiorstwo decyzji o jej dopuszczalnej wysokości. Nie mniej istotne są zagadnienia prawidłowości gospodarki wodno-ściekowej. W 2002 r. Prezes URE udzielił 8 koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw ciekłych.

Magazynowanie paliw ciekłych to w myśl zapisów ustawowych działalność gospodarcza o charakterze usługowym. Przedsiębiorca prowadzący działalność tego typu musi zatem dysponować pojemnościami zbiornikowymi (magazynowymi), aby móc świadczyć

taką usługę na rzecz innych przedsiębiorców. Wśród przedsiębiorców z tej grupy nie brakuje zarówno prowadzących ją na bardzo dużą skalę, jak i w bardzo niewielkim zakresie. Liczna grupa przedsiębiorców prowadzących działalność polegającą na magazynowaniu paliw ciekłych podlega również rygorystycznej weryfikacji, ze względu na mogące pojawić się zagrożenia dla środowiska naturalnego w trakcie jej prowadzenia. W 2002 r. Prezes URE udzielił 13 koncesji na ten rodzaj działalności.

Najbardziej nietypowym rodzajem działalności jest przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych. Ta działalność definiowana jest w świetle zapisów ustawowych jako prowadzona przy wykorzystaniu sieci (w tym przypadku sieci rurociągów). Działalność tego typu prowadzi jedynie Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych (PERN) ze względu na fakt, iż infrastruktura niezbędna do jej prowadzenia jest obecnie niedostępna dla innych przedsiębiorców poza wymienionym.

W przypadku obrotu paliwami ciekłymi bariera kapitałowa wejścia w rynek jest najniższa, dlatego naturalne jest, iż obserwuje się wysoką liczebność podmiotów w tej grupie. Mamy tu do czynienia z przedsiębiorstwami zarówno reprezentującymi wyłącznie polski kapitał, jak i z udziałem kapitału zagranicznego. Grupa przedsiębiorstw z udziałem kapitału zagranicznego, tj. ARAL Polska Sp. z o.o., BP Polska Sp. z o.o., Conoco Polska Sp. z o.o., Dexpol SA, ESSO Polska Sp. z o.o., Shell Polska Sp. z o.o., Sloznaft Polska Sp. z o.o., Statoil Polska Sp. z o.o., eksploatuje obecnie ponad 600 punktów sprzedaży paliw (stacji paliw). Znacząca liczba przedsiębiorstw tego sektora rynku prowadzi obrót gazem płynnym (LPG), który ze względu na stan fazowy, w jakim pozostaje w czasie obrotu, kwalifikowany jest jako paliwo ciekłe. Obserwowany obecnie dynamiczny wzrost liczby stacji autogazu ma związek z coraz powszechniejszym stosowaniem LPG jako alternatywnego paliwa do samochodów.

Dokonane nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne uproszczenie zapisów dotyczących obowiązku uzyskania koncesji na obrót paliwami ciekłymi i ich niezmiennosc w stosunkowo długim czasie ułatwiły licznej grupie przedsiębiorców jednoznacznie zakwalifikowanie własnej działalności jako podlegającej temu obowiązkowi bądź wyłączonej spod niego. Obecnie obowiązujące przepisy nakazują przedsiębiorcom prowadzącym obrót paliwami ciekłymi uzyskanie koncesji w sytuacji, gdy planują oni uzyskanie z tego tytułu przychodu przekraczającego równowartość 500 tys. EUR w skali roku obrachunkowego. W 2002 r., podobnie jak w latach ubiegłych, w trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych działalność przedsiębiorców prowadzących obrót paliwami ciekłymi na stacjach paliw bądź przy wykorzystaniu baz paliw weryfikowana była pod kątem posiadania przez nich możliwości technicznych i ekonomicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności, co oznaczało konieczność potwierdzenia, że stacje

i bazy paliw spełniają warunki techniczne określone obowiązującymi przepisami. Stosunkowo liczna grupa przedsiębiorców nie posiadała wymaganych dokumentów, uzyskując je na etapie postępowania o udzielenie koncesji. Weryfikacja taka stanowi zatem o możliwości ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko działalności prowadzonej przez wnioskodawców (koncesjonariuszy). W 2002 r. zaobserwowano również, iż konsekwentne koncesjonowanie rynku paliw ciekłych sprzyja jego porządkowaniu. Powoduje to specyfika postępowań o udzielenie koncesji, mająca na celu m.in. wskazanie wnioskodawcom, jak dostosować własną działalność do obowiązujących przepisów. W efekcie coraz większa liczba koncesjonariuszy pozostaje w częstym kontakcie z Urzędem Regulacji Energetyki, zasięgając informacji dotyczących rynku paliw ciekłych i sprawdzając przy tym autentyczność koncesji swych przyszłych partnerów handlowych. Oznacza to dążenie koncesjonariuszy do przestrzegania warunków zapisanych w udzielonych im koncesjach i prowadzenia działalności w gronie przedsiębiorców działających w ramach obowiązującego systemu prawnego.

Istotnym elementem działań Prezesa URE w 2002 r., wobec faktu objęcia koncesjonowaniem znaczącej części rynku paliw ciekłych, było monitorowanie wykonania warunków koncesyjnych przez przedsiębiorców. Możliwe to było nie tylko dzięki informacjom napływającym od przedsiębiorstw działających w tym obszarze rynku, lecz także na skutek współpracy istniejącej pomiędzy URE a innymi organami administracji państwowej, takimi jak inspektoraty inspekcji handlowej, organy skarbowe, a także prokuratury oraz wydziały policji ds. zwalczania przestępczości gospodarczej.

W 2002 r. podjęto szereg działań odnoszących się do jakości paliw ciekłych, których aktywnym uczestnikiem był Prezes URE. W ich wyniku Minister Gospodarki 17 grudnia 2002 r. wydał rozporządzenie w sprawie szczegółowych wymagań jakościowych dla niektórych paliw ciekłych. Jest ono ważnym instrumentem wspomagającym działania Prezesa URE w zakresie monitoringu tego sektora działalności gospodarczej. Poza tym w roku ubiegłym prowadzone były intensywne prace legislacyjne nad ustawą o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw ciekłych. Celem tych działań było (i nadal pozostaje) stworzenie ram prawnych jasno definiujących zasady wprowadzania do obrotu paliw ciekłych i spełniających określone wymagania jakościowe.

W 2002 r. Prezes URE udzielił 439 koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

Podobnie jak w ostatnich latach, tak też obecnie rynek paliw ciekłych jest nieodporny na czynniki patologiczne jego funkcjonowanie. Postrzeganie działań regulatora wyłącznie jako czynnika równoważącego interesy dostawców i producentów mediów energetycz-

nych z jednej strony i ich odbiorców z drugiej strony okazało się w przypadku rynku paliw ciekłych niewystarczające. Prowadzony od kilku lat proces koncesjonowania wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji paliw ciekłych oraz obrotu nimi zwrócił uwagę wszystkich na patologie towarzyszące niektórym z wymienionych sfer działalności gospodarczej, co było i jest szeroko komentowane przez media i skutkowało podjęciem odpowiednich działań przez organy odpowiedzialne za ich zwalczanie. Działalność regulatora w tym sektorze rynku jest zatem postrzegana szerzej. Większość stwierdzonych naruszeń prawa koncentruje się wokół zagadnień jakości paliw, zarówno wytwarzanych w Polsce, jak i importowanych na polski obszar celny. Do Urzędu Regulacji Energetyki nadsyłane są liczne informacje o stwierdzanych faktach naruszeń prawa.

Do chwili obecnej obowiązujący system prawny, z powodu słabości przepisów dotyczących sankcji za prowadzenie działalności bez koncesji (grzywna wymierzana na podstawie art. 60¹ Kodeksu wykroczeń), „sprzyja” powielaniu patologii. Wobec takiego stanu rzeczy, regulacja administracyjna dokonywana poprzez koncesjonowanie stanowi istotny przełom w postrzeganiu funkcjonowania i umożliwia poznanie tego do niedawna zamkniętego sektora. Informacje i doświadczenia zbierane w URE w trakcie procesu koncesjonowania służą innym organom państwa (urzędy kontroli skarbowej, inspektoraty Inspekcji Handlowej, straż pożarna, organy ścigania – Policja, Prokuratury).

Koncesjonowanie poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej rynku paliw ciekłych nie stwarza barier administracyjnych hamujących rozwój mechanizmów wolnorynkowych, lecz jest próbą „szczególnej regulacji” tego podatnego na patologie obszaru działalności gospodarczej i ma, w trosce o interesy odbiorców, służyć wyłonieniu przedsiębiorców stabilnych, wiarygodnych, silnie osadzonych w realiach rynkowych, zorientowanych długoterminowo. Określenie, poprzez koncesjonowanie, ram działalności polegającej m.in. na wytwarzaniu paliw ciekłych czy też obrocie nimi ma szerszy wymiar i przeciwdziała istniejącym i rodzącym się nieprawidłowościom.

Uczestnicy rynku paliw ciekłych oczekują wysokiej skuteczności działań regulatora w tym sektorze. Wobec takich oczekiwań współpraca Prezesa URE z innymi organami państwa nabiera szczególnego znaczenia. Obecność Prezesa URE w tym trudnym sektorze rynku staje się widoczna przez pryzmat zapisów projektów przyszłych ustaw, co sprzyja podwyższeniu skuteczności działań porządkujących funkcjonowanie sektora i gospodarki w skali kraju. Nabiera to szczególnego znaczenia wobec nieodległego terminu przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, gdzie zagadnienie np. uszczelnienia wschodniej granicy przestanie być problemem lokalnym, a stanie się naszym obowiązkiem.

6. Działalność informacyjna

6.1. Publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii

W 2002 r. w „Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki”, pojawiała się tematyka dotycząca zwiększenia efektywności użytkowania paliw i energii. Godne zauważenia były artykuły: „Zakład Geotermalny w Mszczonowie – niekonwencjonalne źródło energii w Polsce” i „Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej do roku 2010”. Także w opublikowanym sprawozdaniu Prezesa URE z działalności w 2001 r. znalazł się rozdział poświęcony wywiązywaniu się z obowiązku zakupu „zielonej energii” przez spółki obrotu. Ten ostatni materiał stanowił syntetyczny raport z badań rynku „zielonej energii” i dostarczył wiarygodnych informacji o wszystkich źródłach energii niekonwencjonalnej w naszym kraju. W tym samym periodyku wydrukowano także znaczną liczbę definicji pojęć związanych z energetyką i zagadnieniami regulacji w energetyce („Słownik Regulatora”). Ponadto w „Tygodniowym Przeglądzie Prasy” URE zamieszczono wiele artykułów dotyczących zagadnień racjonalizacji i poprawy efektywności użytkowania paliw i energii oraz problematyki odnawialnych źródeł energii.

Podczas konferencji z udziałem środowisk energetycznych przedstawiciele Prezesa URE wygłaszali referaty dotyczące problematyki udzielania koncesji i zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz roli regulatora w rozwoju energetyki niekonwencjonalnej. Szczególnie ważna była konferencja zorganizowana przez NOT, której tematem była „Racjonalizacja użytkowania energii i środowiska”. Warto też dodać, że przedstawiciel URE jest członkiem Komitetu Sterującego Polskiego Programu Efektywnego Wykorzystania Energii w Napędach Elektrycznych, który będzie finansowany przez UNDP-GEF. Upowszechnianie informacji z ww. zakresu (oraz niektórych zagadnień formalno-prawnych, zwłaszcza regulacyjnej roli Prezesa URE), odbywało się także w ramach licznych, bezpośrednich kontaktów pracowników URE z osobami zainteresowanymi oraz przedstawicielami mediów.

6.2. Działalność informacyjno-promocyjna

Ustawa – Prawo energetyczne obliguje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do działań informacyjnych, a więc w 2002 r., tak jak w latach ubiegłych, były one podejmowane zgodnie z jego celami i kompetencjami. Działalność ta służy popularyzowaniu regulacji w energetyce i wiedzy o transformacji gospodarczej w tym sektorze. Ponadto niezmiennie obowiązuje zasada działania „przy otwartej kurtynie”, dzięki czemu praktyka regulacyjna winna być zrozumiała i przejrzysta tak dla przedsiębiorstw energetycznych, jak i odbiorców finalnych.

W 2002 r. wydano 6 kolejnych numerów „Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki”, w ścisłej współpracy ze

wszystkimi jednostkami organizacyjnymi URE, oraz przygotowano do druku nr 1/2003. W numerze 3/2002 biuletynu opublikowano sprawozdanie Prezesa URE z działalności w 2001 r., a pozostałe numery zawierały informacje o podmiotach ubiegających się o koncesje, o decyzjach w sprawach koncesji i w sprawach taryf dla koncesjonowanych przedsiębiorstw i o rozstrzygnięciach Prezesa URE w sprawach spornych wraz z uzasadnieniami tych decyzji. Na łamach biuletynu publikowano także zmiany do ustawy – Prawo energetyczne, akty wykonawcze, a także zamieszczano dotyczące ich komentarze i artykuły publicystyczne związane z szeroko rozumianą problematyką regulacji w sektorze energetycznym.

Na podstawie art. 31 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne wydano 56 numerów „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”, każdy w nakładzie 100 egz. Zawierały one zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy, zmiany taryf, decyzje odmowne co do ich zatwierdzenia, informacje o umorzeniu postępowania w sprawie ich zatwierdzenia, decyzje odmowne co do zmiany taryf, decyzje odmowne co do zwolnienia z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia oraz informacje o innych decyzjach dotyczących taryf. Wydano również 17 numerów „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe” w nakładzie 100 egz. oraz 4 numery „Biuletynu Branżowego Urzędu Regulacji Energetyki – Węgiel brunatny” w nakładzie 40 egz., zawierające zatwierdzone przez Prezesa URE ceny bazowe dla węgla wskaźnikowego, stosowane przez kopalnie wobec elektrowni. W związku z bardzo dużym zainteresowaniem decyzjami taryfowymi wszystkie biuletyny branżowe są na bieżąco prezentowane na stronie internetowej URE.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła oraz decyzje Prezesa URE przyznające lub zmieniające koncesje przedsiębiorstwom ciepłowniczym opublikowane zostały we właściwych terytorialnie wojewódzkich dziennikach urzędowych.

Mając na celu popularyzację teorii i praktyki regulacyjnej, kontynuowano publikację serii wydawniczej „Biblioteka Regulatora”. W ubiegłym roku wydano 2 pozycje: „Handel energią. Zasady WTO a Traktat Karty Energetycznej” oraz „Ciepłownictwo. Stan, taryfowanie, problemy”. Pierwsza z nich jest polskim tłumaczeniem (dokonanym przez pracowników urzędu) książki wydanej przez Sekretariat Karty Energetycznej. Głównym celem powstania tej pozycji było przybliżenie podstawowych zasad WTO dla handlu energią, a także interpretacja wybranych, niejednoznacznych pojęć występujących w dokumentach GATT/WTO, mających potencjalne znaczenie w międzynarodowej wymianie energią. W drugiej z wymienionych pozycji, również będącej efektem wspólnych prac pracowników URE, zaprezentowane zostały dane charakteryzujące polskie ciepłownictwo, w tym m.in.: zbiór danych statystycznych dotyczących tego sektora, opisy postępujących zmian we wprowadzaniu procesu regulacji i stosowanych

metod regulacji cen ciepła, opisy napotykaných problemów, a także związane z tą tematyką doświadczenia i przemyslenia oddziałów terenowych URE.

Książki z tej serii wydawniczej adresowane są do przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Niezmiernie cieszą się one ogromnym zainteresowaniem, dlatego też zamieszczone zostały na stronie internetowej URE.

Kierownictwo urzędu udzielało wypowiedzi i wywiadów wszystkim zainteresowanym mediom centralnym i regionalnym. Tradycyjnie już szczególnie dużo kontaktów z mediami miało miejsce w czerwcu i lipcu, kiedy Prezes URE zatwierdzał spółkom dystrybucyjnym kolejne, czwarte taryfy dla energii elektrycznej. Poza tym wiele kontaktów przypadło na marzec, kiedy to wprowadzono podatek akcyzowy na energię elektryczną, na kwiecień, gdy został przyjęty program „Realizacja i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”, na październik, gdy nastąpiła prywatyzacja STOEN SA, oraz na listopad, kiedy zainteresowanie wzbudziła koncepcja wprowadzania konkurencyjnego rynku energii i problem rozwiązania kontraktów długoterminowych (utworzenie BOT i sekurytyzacja części kontraktów). Na bieżąco udzielane były także odpowiedzi na nurtujące wiele osób pytania, dotyczące m.in. dostępu do usług przesyłowych (zasada TPA), Rynku Bilansującego, monitorowania rynku energii elektrycznej, kosztów osieroconych, a także liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu. Kontakty z mediami nadal dają dodatkową możliwość przekazania bezpośrednio odbiorcy ważnych dla niego treści. Warto też tu wspomnieć o uczestnictwie kierownictwa i pracowników URE w imprezach targowych, seminariach naukowych oraz szkoleniach dotyczących restrukturyzacji sektora energetycznego i zasad regulacji.

Zebrane z całego tygodnia informacje prasowe na temat urzędu, a także sektora energii zamieszczane są w „Tygodniowym Przeglądzie Prasy”, wydawanym na potrzeby wewnętrzne urzędu. Przegląd ten spełnia bardzo ważną rolę informacyjno-edukacyjną, oprócz informacji prasowych zawiera bowiem również przedruki materiałów Stowarzyszenia Elektryków Polskich, Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Mechaników Polskich, itp.

Informacje o realizacji zadań Prezesa URE są publikowane na stronie internetowej URE i uaktualniane.

6.3. Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii

Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii zostało utworzone 1 lipca 2002 r., zgodnie z zarządzeniem Ministra Gospodarki z 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 26, poz. 436). Rzecznik realizuje następujące zadania:

- udziela informacji i pomocy odbiorcom energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, mając na celu ochronę interesów odbiorców w ich stosunkach z przedsiębiorstwami energetycznymi,

- współpracuje z przedsiębiorstwami energetycznymi i ich organizacjami w zakresie ochrony interesów odbiorców oraz z instytucjami i organizacjami zajmującymi się ochroną konsumentów,

- publikuje oraz upowszechnia informacje o działaniach służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii.

Problematyka, jaką zajmował się Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii w 2002 r., obejmowała sprawy z zakresu energii elektrycznej (63), ciepła (38), gazu (5), oraz paliw ciekłych (2).

W wypadku spraw i problemów z zakresu energii elektrycznej, z którymi zwracali się odbiorcy, przeważająca część dotyczyła oskarżeń o kradzież energii, wstrzymania dostaw energii, granicy podziału instalacji na należącą do dostawcy i odbiorcy.

Wśród spraw dotyczących ciepłownictwa najczęściej powtarzał się temat podziału kosztów ciepła na poszczególne lokale. Jest to jednak zagadnienie należące do grupy spraw przekraczających kompetencje Prezesa URE – ich uregulowanie leży w kompetencjach właściciela budynku, spółdzielni mieszkaniowej bądź wspólnoty mieszkaniowej.

W roku sprawozdawczym miało miejsce kilka interwencji (ta forma stosowana jest stosunkowo rzadko, tylko w szczególnych sytuacjach), a dotyczyły one m.in. zagrożenia pracy miejskiego układu ciepłowniczego, celowego dezinformowania odbiorców oraz zachowań korupcyjnych pracowników przedsiębiorstw energetycznych.

7. Charakterystyka ilościowa działalności regulatora

Podstawowe uregulowania dotyczące organu do spraw regulacji gospodarki paliwami i energią zostały umieszczone w ustawie – Prawo energetyczne. Zgodnie z przyjętymi tam rozwiązaniami na Prezesie URE spoczywa obowiązek realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Tym samym jest on kluczowym organem administracji państwowej, który powołany został do wykonywania działań o charakterze regulacyjnym w ważnym społecznie sektorze, w którym mechanizmy rynkowe funkcjonują jeszcze w ograniczonym zakresie.

Z punktu widzenia celów Prawa energetycznego jednym z podstawowych środków prawnych służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców jest koncesjonowanie. Koncesja jest jedną z form reglamentacji działalności gospodarczej przez państwo. Ograniczenia te w sektorze energetycznym uzasadnione są specyfiką tego sektora. Przepisy Prawa energetycznego wskazują nie tylko na to, w jakich sytuacjach koncesja jest wymagana, ale także jakie warunki winien spełniać wnioskodawca, określa także konieczność wnoszenia opłat koncesyjnych oraz

procedury udzielania i cofania koncesji, wskazuje także na możliwość uzyskania promesy.

Zgodnie z art. 32 Prawa energetycznego uzyskania koncesji wymaga wytwarzanie paliw i energii (z wyłączeniem wytwarzania paliw stałych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o mocy poniżej 5 MW, wytwarzania paliw gazowych z gazu płynnego, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy poniżej 1 MW), magazynowanie paliw gazowych i ciekłych (z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz magazynowania paliw ciekłych w obrocie detalicznym), przesyłanie i dystrybucja paliw i energii (z wyłączeniem przesyłania i dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 1 MW) oraz obrót paliwami i energią (z wyłączeniem obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro, i obrotu paliwami ciekłymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 500 000 euro, jak również obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych – Dz. U. Nr 103, poz. 1099).

Wydając koncesje w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, należy uwzględniać dywersyfikację źródeł gazu oraz kwestię bezpieczeństwa energetycznego. Jednocześnie uzyskania koncesji nie wymaga prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także gdy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców nie przekracza 1 MW.

W sprawach dotyczących koncesjonowania działalności gospodarczej odpowiednie zastosowanie znajdują także przepisy ustawy – Prawo działalności gospodarczej¹⁴⁾, która to ustawa określa zasady podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej na terytorium RP w ogólności oraz zadania organów administracji rządowej i jednostek samorządu terytorialnego w zakresie działalności gospodarczej. W zakresie, w jakim kwestie dotyczące koncesjonowania nie znalazły bezpośredniego uregulowania w Prawie energetycznym, odpowiednio stosujemy Prawo działalności gospodarczej.

W sytuacji gdy przedsiębiorstwo otrzymało stosowną koncesję, jest ono zgodnie z art. 47 zobowiązane do ustalenia taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Kompetencje w zakresie zatwierdzania taryf oraz związanej z tym analizy i weryfikacji kosztów uzasadnionych przedsiębiorstw energetycznych stanowią jedno

z podstawowych narzędzi regulacji. Działania Prezesa URE w tym zakresie zastępują działanie mechanizmów rynkowych, będących podstawowym regulatorem w zakresie kojarzenia i ścierania się interesów ekonomicznych sprzedawców i nabywców w warunkach konkurencji. Znaczenie procesu zatwierdzania taryf, zarówno dla samych przedsiębiorstw, jak i dla odbiorców, jest trudne do przecenienia, dlatego właśnie problemy zatwierdzania taryf budzą najwięcej kontrowersji.

Istotnym instrumentem oddziaływania regulatora na przedsiębiorstwa sieciowe jest obowiązek uzgadniania planów rozwoju z Prezesem URE. Uzgodnienie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności tych planów z postanowieniami Prawa energetycznego oraz przepisami wykonawczymi, a także z założeniami polityki energetycznej państwa. Obowiązek sporządzenia planów obejmuje wszystkie przedsiębiorstwa sieciowe z wyłączeniem ciepłowniczych, jednakże te ostatnie również przedstawiają stosowne plany rozwoju wraz z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy, daje to bowiem podstawę do określenia zakresu kosztów uzasadnionych przyjmowanych do tej właśnie taryfy.

7.1. Koncesje

7.1.1. Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji

W 2002 r. proces koncesjonowania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw i energii, magazynowania paliw gazowych i ciekłych, przesyłania i dystrybucji paliw i energii, obrotu paliwami i energią odbywał się, podobnie jak w 2001 r., na podstawie przepisów znowelizowanej w 2000 r. ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.), ustawy z 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178 ze zm.), ustawy z 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 ze zm.) oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z 13 czerwca 2001 r. w sprawie określenia dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią (Dz. U. Nr 66, poz. 666).

7.1.1.1. Udzielanie koncesji

Ogółem w 2002 r. wnioski o udzielenie koncesji złożyło 481 przedsiębiorców¹⁵⁾, natomiast o udzielenie promesy koncesji – 11 przedsiębiorców. W 2002 r.

15) Stosowany w niniejszym sprawozdaniu termin przedsiębiorca oznacza przedsiębiorcę w rozumieniu ustawy z 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. Nr 101, poz. 1178 ze zm.) czyli osobę fizyczną, osobę prawną oraz nie mającą osobowości prawnej spółkę prawa handlowego, która zawodowo, we własnym imieniu podejmuje i wykonuje działalność gospodarczą. Za przedsiębiorców uznaje się także wspólników spółki cywilnej w zakresie wykonywanej przez nich działalności gospodarczej.

14) Ustawa z 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. z 1999 r. Nr 101, poz. 1178 z późn. zm.).

Tabela 13. Zestawienie koncesji udzielonych w latach 1998-2001 (łącznie) oraz w 2002 r.

Rodzaj prowadzonej działalności energetycznej	Obszar koncesjonowania							
	energia elektryczna		paliwa gazowe		ciepło		paliwa ciekłe	
	1998-2001	2002	1998-2001	2002	1998-2001	2002	1998-2001	2002
Wytwarzanie	138	7	7	0	1000	36	67	8
Magazynowanie							117	13
Przesyłanie i dystrybucja	244	14	61	8	999	34	1	0
Obrót	304	26	68*	10**	295	10	2144	439
Razem	686	47	136	18	2294	80	2329	460

*) W tym 7 decyzji o udzieleniu koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

***) W tym 2 decyzje o udzieleniu koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Źródło: URE.

Prezes URE udzielił 605 koncesji. Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających co najmniej 1 koncesję wg stanu na 31 grudnia 2002 r. wyniosła 3 459.

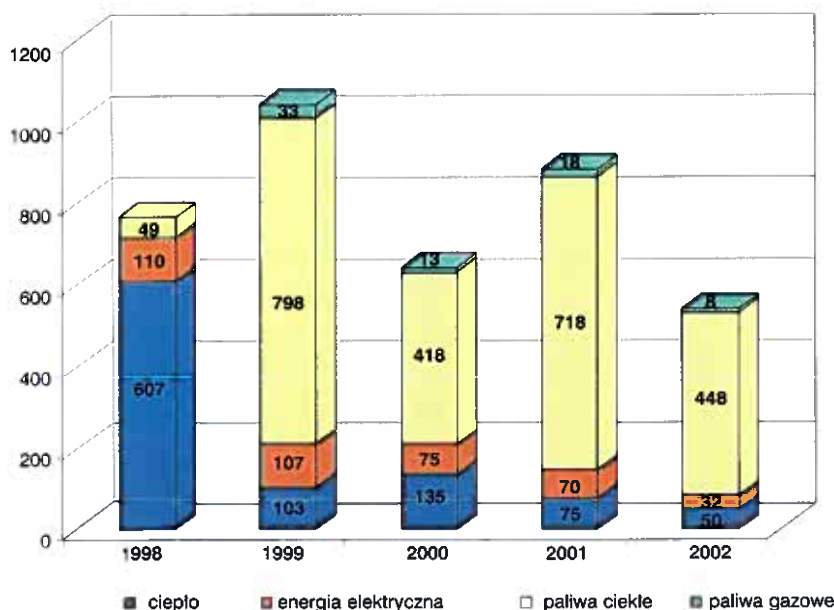
Z podziałem na poszczególne rodzaje działalności koncesjonowanej liczba koncesji udzielonych w 2002 r. oraz – dla porównania – w latach 1998-2001 przedstawiona została w tabeli 13.

W trakcie roku sprawozdawczego 2002 udzielono łącznie 15 promes koncesji, w tym 4 na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, 3 – w energię elektryczną, 8 – w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych oraz obrotu nimi. Dwie z udzielonych w 2002 r. promes na działalność związaną z zaopatrzeniem w energię elektryczną dotyczyło wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 66 MW.

W tym samym okresie umorzono ogółem 140 postępowań administracyjnych wszczętych zarówno z urzędu, jak i na wniosek strony.

W 177 przypadkach, dotyczących głównie obrotu paliwami ciekłymi, postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji o pozostawieniu bez rozpoznania. W przypadkach, w których wobec wnioskodawców powzięto przypuszczenie, że pomimo braku koncesji prowadzą działalność wymagającą jej uzyskania, o podejrzeniu popełnienia wykroczenia polegającego na prowadzeniu działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji, określonego w art. 60¹ ust. 1 ustawy z 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń (Dz. U. z 1971 r. Nr 12, poz. 114, z późn. zm.), poinformowano organy ścigania. Przypadki podejrzenia popełnienia opisanego powyżej wykroczenia dotyczyły wyłącznie przedsiębiorców pro-

Rysunek 7. Liczba przedsiębiorstw posiadających ważne koncesje 31.12.2002 r. (wg roku udzielenia koncesji i obszaru koncesjonowania)



wadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania paliw ciekłych oraz obrotu nimi.

W przypadku 20 przedsiębiorców Prezes URE skorzystał z uprawnień zawartego w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne i uzależnił udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną lub obrót paliwami ciekłymi od złożenia przez wnioskodawców zabezpieczenia majątkowego w formie gwarancji ubezpieczeniowej, gwarancji bankowej, umowy gwarancyjnej z osobami fizycznymi lub osobami prawnymi posiadającymi koncesje Prezesa URE oraz mającymi siedzibę na terenie Rzeczypospolitej Polskiej. W trakcie postępowania administracyjnego ustalono, że we wszystkich tych przypadkach, prowadzona działalność może spowodować powstanie roszczeń osób trzecich z powodu niewłaściwego prowadzenia działalności. Po uzyskaniu zabezpieczeń finansowych koncesje zostały udzielone 9 podmiotom, w pozostałych przypadkach odmówiono wnioskodawcom udzielenia koncesji bądź przewidziano kontynuowanie postępowań w 2003 r.

7.1.1.2. Odmowa udzielenia koncesji

W 2002 r. na podstawie art. 35 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne wydano 7 decyzji o odmowie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi. W uzasadnieniach odmów koncesji przedstawiane były najczęściej następujące powody:

- niezłożenie w wymaganym terminie zabezpieczenia majątkowego wymaganego zgodnie z art. 38 ustawy – Prawo energetyczne,
- skazanie w przeszłości ubiegającego się o koncesję za przestępstwo mające związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą.

7.1.1.3. Zmiany koncesji

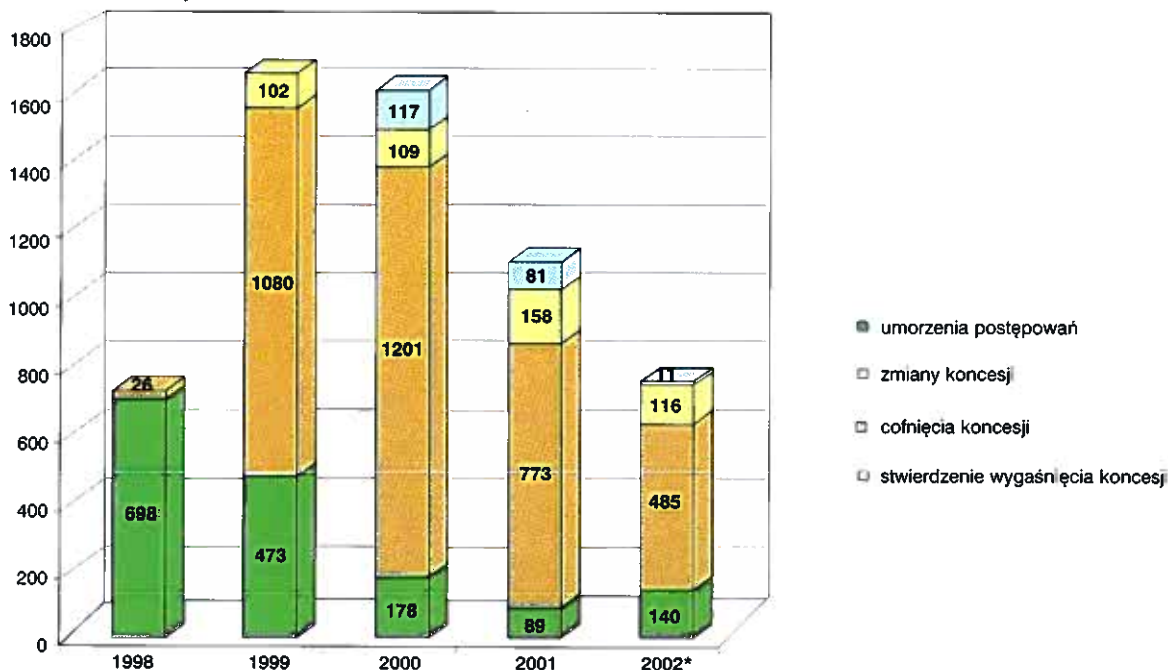
W 2002 r. wydano 485 decyzji zmieniających udzielone koncesje. Zmiany warunków udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- koniecznością dostosowania zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza, który to stan zaistniał po przekształceniach własnościowych przedsiębiorstwa,
- wnioskiem strony o rozszerzenie lub zawężenie zakresu udzielonych koncesji w związku z przejęciem lub przekazaniem, wyłączeniem lub modernizacją składników majątku służącego prowadzeniu działalności koncesjonowanej,
- wnioskiem strony o wydłużenie terminu wypełnienia określonych w koncesjach szczególnych warunków wykonywania działalności,
- zmianą nazwy, formy prawnej lub siedziby koncesjonariusza – tu szczególnie liczną grupę stanowiły wnioski o zmianę formy prawnej ze spółki cywilnej na inną (najczęściej jawną),
- dostosowaniem zapisów koncesyjnych określających rodzaje paliw ciekłych oraz sposób prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na obrocie tymi paliwami do rzeczywistego zakresu tej działalności prowadzonej przez koncesjonariusza w celu nadania tym zapisom znaczenia zgodnego z brzmieniem ustawy – Prawo energetyczne.

7.1.1.4. Cofnięcia, uchylenia, wygaśnięcia koncesji

W 2002 r. cofniętych zostało 116 koncesji dla 78 przedsiębiorców w związku z zaprzestaniem prowadzenia przez nich działalności na podstawie art. 41 ust. 3

Rysunek 8. Decyzje o umorzeniu postępowania, zmianie i cofnięciu koncesji oraz decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji w latach 1998-2000



*) Bez danych z oddziałów terenowych URE.

ustawy – Prawo energetyczne. W większości przypadków cofnięcia koncesji nastąpiły na wniosek stron. W uzasadnieniu decyzji najczęściej podawanym powodem cofnięć było zakończenie prowadzenia działalności w zakresie objętym obowiązkiem posiadania koncesji lub definitywne zakończenie działalności koncesjonowanej przez przedsiębiorców.

Ponadto wydano 11 decyzji (dla 9 przedsiębiorców) o wygaśnięciu koncesji na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 Kodeksu postępowania administracyjnego. Decyzje te związane były z ograniczeniem przez przedsiębiorców zakresu prowadzonych działalności do tego stopnia, że nie wymagały one posiadania koncesji na mocy przepisów art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Odnotowano również wygaśnięcie 117 koncesji w trybie art. 42 ustawy – Prawo energetyczne w wyniku wykreślenia przedsiębiorców z właściwych rejestrów lub ewidencji.

W 2002 r. wydano 8 decyzji (dla 7 przedsiębiorców) o uchyleniu decyzji w sprawie udzielenia lub cofnięcia koncesji. Poza tym wydano 4 decyzje o nieważności udzielonych koncesji.

7.2. Zatwierdzanie taryf

7.2.1. Taryfy dla energii elektrycznej

W 2002 r. Prezes URE wszczął 177 postępowań w sprawie zatwierdzenia lub zmiany taryf, z czego 52 postępowań na wniosek spółek dystrybucyjnych, 5 postępowań na wniosek PSE SA i 120 postępowań na wniosek tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Prezes URE wydał 158 decyzji:

- 105 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, w tym:
 - 33 decyzje o zatwierdzeniu taryf dla spółek dystrybucyjnych,
 - 1 decyzja o zatwierdzeniu taryfy dla Energetyki Poznańskiej SA, jako spółki wiodącej pośród 5 konsolidowanych spółek: Zakładu Energetycznego Gorzów SA, Zakładu Energetycznego Bydgoszcz SA, Energetyki Szczecińskiej SA, Zielonogórskich Zakładów Energetycznych SA i Energetyki Poznańskiej SA,
 - 1 decyzja o zatwierdzeniu taryfy PSE SA,
 - 70 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 17 decyzji o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej, w tym:

- 3 decyzje dla spółek dystrybucyjnych (2 sprostowania oczywistych pomyłek i 1 ustalenie współczynników korekcyjnych X w dystrybucji na okres wieloletni),
- 3 decyzje dla PSE SA,
- 11 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 23 decyzje o umorzeniu postępowania, w tym:
 - 5 decyzji dla spółek dystrybucyjnych,
 - 18 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 12 decyzji o odmowie zatwierdzenia taryf bądź zmian w taryfach, w tym:
 - 6 decyzji dla spółek dystrybucyjnych,
 - 1 decyzja dla PSE SA,
 - 5 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 1 decyzję o pozostawieniu sprawy bez rozpoznania dla przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej.

7.2.2. Taryfy dla paliw gazowych

W 2002 r. do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wpłynęło 38 wniosków o zatwierdzenie taryf dla paliw gazowych. Postępowania administracyjne w tej sprawie zostały zakończone dla 24 przedsiębiorstw gazowni-czych wydaniem:

- 4 decyzji o zatwierdzeniu trzecich taryf,
- 12 decyzji o zatwierdzeniu drugich taryf,
- 8 decyzji o zatwierdzeniu pierwszych taryf.

7.2.3. Taryfy dla ciepła

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942), do właściwości rzeczowej oddziałów terenowych Urzędu Regulacji Energetyki należy m.in. wszczynanie i prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzenia lub zwolnienia z obowiązku zatwierdzenia taryf dla ciepła. Dyrektorzy oddziałów są upoważnieni przez Prezesa URE do wydawania decyzji w sprawach zatwierdzenia taryf dla ciepła.

W ciągu czterech lat prowadzenia tej działalności zatwierdzonych zostało ogółem 1 956 taryf dla ciepła. W tabeli 14 przedstawiono liczbę kolejnych taryf zatwierdzonych w poszczególnych latach.

Tabela 14. Liczba taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999-2002

Rok	Liczba zatwierdzonych taryf				
	I taryfa	II taryfa	III taryfa	IV taryfa	OGÓLEM
1999	406	–	–	–	406
2000	193	220	–	–	413
2001	173	281	177	–	631
2002	111	114	186	95	506

Źródło: URE.

Liczba zatwierdzonych taryf w 2002 r. stanowi ok. 26% wszystkich taryf dla ciepła zatwierdzonych w latach 1999-2002.

W 2002 r. wpłynęło 636 wniosków o zatwierdzenie taryf i 245 wniosków o zmianę taryf dla ciepła. Na 636 wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, 506 rozpatrzone pozytywnie. W 23 przypadkach odmówiono zatwierdzenia wskutek braku zgodności z postanowieniami art. 45 ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Na koniec 2002 r. postępowanie administracyjne było zawieszono w 10 przypadkach, umorzono w 45 przypadkach, a kontynuowane w odniesieniu do 45 wniosków. Pozostałe wnioski (7) pozostawiono bez rozpoznania.

Wśród 506 taryf zatwierdzonych w 2002 r. taryf pierwszych było 21,9% (111), taryf drugich – 22,5% (114), taryf trzecich – 36,8% (186), a taryfy czwarte stanowiły 18,8% (95).

Zwiększyła się liczba taryf, które będą stosowane przez okres 24 miesięcy lub dłuższy. W 2001 r. zatwierdzono 49 takich taryf, a w 2002 r. uznano, że wśród 506 zatwierdzonych taryf wobec 102, tj. ok. 20%, zaistniały przesłanki (w szczególności dobre rozpoznanie warunków funkcjonowania przedsiębiorstwa i jego

stabilna sytuacja ekonomiczna, dostosowanie ewidencji kosztów do wymogów Prawa energetycznego, wyeliminowanie subsydiowania skrośnego między poszczególnymi rodzajami prowadzonej działalności gospodarczej i grupami odbiorców, zapewnienie ochrony interesów odbiorców) uzasadniające usprawienie procesu regulacji. Przedsiębiorstwa energetyczne, które stosują taryfy dla ciepła zatwierdzone na okres nie krótszy niż dwa lata (dla których ustalono współczynnik korekcyjny X_i), mogą po upływie 12 miesięcy od wprowadzenia cen i stawek opłat (nie częściej niż co 12 miesięcy) dostosowywać ceny i stawki opłat do zmieniających się warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zgodnie z zasadami określonymi w § 28 rozporządzenia taryfowego dla ciepła, bez konieczności występowania do Prezesa URE z wnioskiem o zmianę taryf.

Niezależnie od toczącego się procesu zatwierdzania taryf, przedsiębiorstwa ciepłownicze występowały z wnioskami o zmianę taryf już obowiązujących.

Do oddziałów terenowych wpłynęło 245 wniosków w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej taryfy bądź w sprawie ich korekty. W wyniku przeprowadzonych postępowań administracyjnych uwzględniono 202 wnioski,

Tabela 15. Decyzje zatwierdzające taryfy dla ciepła w 2002 r.

Oddział URE	Ogółem	Taryfa			
		I	II	III	IV
Oddział Centralny w Warszawie	60	15	13	21	11
Oddział Północno-Zachodni z siedzibą w Szczecinie	47	9	3	27	8
Oddział Północny z siedzibą w Gdańsku	61	20	14	24	3
Oddział Zachodni z siedzibą w Poznaniu	76	11	22	21	22
Oddział Wschodni z siedzibą w Lublinie	37	5	3	13	16
Oddział Środkowozachodni z siedzibą w Łodzi	54	13	7	26	8
Oddział Południowo-Zachodni z siedzibą we Wrocławiu	42	12	9	15	6
Oddział Południowy z siedzibą w Katowicach	69	10	23	17	19
Oddział Południowo-Wschodni z siedzibą w Krakowie	60	16	20	22	2
Razem	506	111	114	186	95

Źródło: URE.

Tabela 16. Decyzje zatwierdzające zmiany taryf dla ciepła w 2002 r.

Oddział URE	Ogółem	Taryfa			
		I	II	III	IV
Oddział Centralny w Warszawie	6	1	5		
Oddział Północno-Zachodni z siedzibą w Szczecinie	26	4	19	3	
Oddział Północny z siedzibą w Gdańsku	48	20	28		
Oddział Zachodni z siedzibą w Poznaniu	6	1		5	
Oddział Wschodni z siedzibą w Lublinie	21	9	9	3	
Oddział Środkowozachodni z siedzibą w Łodzi	14	1	10	3	
Oddział Południowo-Zachodni z siedzibą we Wrocławiu	24	7	11	6	
Oddział Południowy z siedzibą w Katowicach	21	9	7	4	1
Oddział Południowo-Wschodni z siedzibą w Krakowie	36	14	17	5	
Razem	202	66	106	29	1

Źródło: URE.

w tym 178 (ok. 88%) o przedłużeniu terminu obowiązywania taryf (61 wniosków dotyczyło pierwszych taryf, 100 wniosków – drugich taryf, a 17 wniosków – trzecich taryf) oraz 4 wnioski (2%) dotyczące wzrostu cen paliw i 7 wniosków (3,5%) związanych ze zmianą koncesji.

W 22 przypadkach odmówiono zatwierdzenia zmian taryf (7 dotyczyło pierwszych, 10 – drugich, a 5 – trzecich taryf), w 14 przypadkach umorzono postępowanie, a 7 postępowań nie zostało zakończonych przed końcem 2002 r.

7.3. Rozstrzygnięcie sporów

W okresie sprawozdawczym rozpatrzono 5 spraw dotyczących świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej oraz 2 sprawy dotyczące świadczenia usług przesyłowych ciepła. Wszystkie sprawy były związane z ustaleniem przez Prezesa URE warunków świadczenia usług przesyłowych, o których mowa w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W dwóch rozstrzyganych sprawach spór zakończono wydaniem decyzji merytorycznej. W pierwszej z tych spraw orzeczono zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych, określając warunki umowy o świadczenie usług przesyłowych energii elektrycznej w decyzji rozstrzygającej ten spór. Od decyzji tej strona wniosła odwołanie do wydziału Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego¹⁶⁾, które następnie wycofała po otrzymaniu dodatkowych wyjaśnień prawnych. W drugiej ze spraw rozstrzygnięto, że na przedsiębiorstwie energetyki ciepłej nie ciąży obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych na rzecz odbiorcy – spółdzielni mieszkaniowej. Ustalono bowiem, że nie istnieją warunki techniczne umożliwiające przesyłanie istniejącą siecią ciepłowniczą zamówionej mocy ciepłej i ilości ciepła, nie jest zapewnione zabezpieczenie sieci ciepłowniczej przed pogorszeniem parametrów nośnika ciepła ani dotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Stwierdzono także, że świadczenie usług przesyłowych spowoduje wzrost opłat za ciepło dla pozostałych odbiorców ciepła przyłączonych do sieci ciepłowniczej. Strony nie zaskarżyły powyższej decyzji. W sprawie tej jedna ze stron złożyła jednak wniosek o wznowienie postępowania, argumentując, że ujawniły się nowe istotne okoliczności faktyczne, które nie były znane Prezesowi URE w chwili wydawania decyzji. W dniu 18 listopada 2002 r. została wydana decyzja odmowna co do wznowienia postępowania w tej sprawie, ponieważ kwestia podnoszona przez stronę jako nowa była przedmiotem badania ze strony URE w prowadzonym uprzednio postępowaniu administracyjnym, a więc nie mogła stanowić podstawy do wznowienia postępowania.

W jednej ze spraw wszczęto postępowanie o ustalenie warunków świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej. Przed końcem 2002 r. wydano jedynie postanowienie na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo

energetyczne, nakazujące podjęcie świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej na warunkach określonych we wcześniej orzeczonej decyzji Prezesa URE i kontynuowanie ich do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Postępowanie to zostało zakończone decyzją rozstrzygającą przedmiotowy spór w 2003 r.

W drugim półroczu 2002 r. do urzędu wpłynęło 16 wniosków o rozstrzygnięcie spraw spornych: 6 sporów pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej co do ustalenia warunków umowy o świadczenie usług przesyłowych, 9 pomiędzy spółkami dystrybucyjnymi i PSE SA co do ustalenia treści umów sprzedaży oraz 1 pomiędzy spółką dystrybucyjną i PSE SA co do ustalenia treści umowy odsprzedaży energii elektrycznej.

W dwóch sprawach spornych dotyczących ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych wnioski stron zostały pozostawione bez rozpoznania ze względu na nieusunięcie przez wnioskodawców w oznaczonym terminie braków formalnych tj. przez niesprecyzowanie przedmiotu sporu, pomimo wezwania zainteresowanych na podstawie art. 64 § 2 K.p.a., który to m.in. wskazuje, że to na stronie postępowania ciąży obowiązek precyzyjnego określenia przedmiotu sporu.

W jednej ze spraw, która została podjęta po wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego, uchylającym wcześniejszą decyzję Prezesa URE, postępowanie zostało umorzono na podstawie art. 105 K.p.a., jako bezprzedmiotowe z powodu cofnięcia wniosku o jego rozstrzygnięcie przez stronę. Trzy z wyżej wspomnianych sporów zostały umorzono na zgodny wniosek stron.

W jednej sprawie postępowanie zostało zawieszono na wniosek strony, ponieważ druga strona postępowania wyraziła zgodę na jego zawieszenie. Zgodnie zaś z art. 98 § 1 K.p.k. organ administracji publicznej może zawiesić postępowanie administracyjne, jeżeli wystąpi o to strona, na której żądanie zostało ono wszczęte, a nie sprzeciwiają się temu pozostałe strony tego postępowania oraz nie zagraża to interesowi społecznemu.

Postępowania w pozostałych sprawach nie zostały zakończone w 2002 r.

7.4. Nakładanie kar pieniężnych

Prezes URE, działając na podstawie swoich ustawowych kompetencji, przeprowadził 264 postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

Najwięcej, bo 195 postępowań (73,9%), dotyczyło nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji, a przeważająca ich część (185) – niezłożyła w wymaganym terminie sprawozdania z wypełnienia nałożonych na przedsiębiorstwa warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej za rok bieżący. Po otrzymaniu zawiadomienia o wszczęciu postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za niezłożenie w terminie sprawozdania, przedsiębiorstwa niezwłocznie dopełniały wynikającego z koncesji obowiązku. Z tego względu, mając na uwadze niewielki stopień szkodliwości takiego działania, podejmowano decyzje o umo-

16) Obecnie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

zeniu postępowania i odstąpieniu od wymierzenia kary (w 78 przypadkach).

Prezes URE wymierzał także kary na mocy art. 56 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego, za stosowanie cen i taryf, bez wypełnienia uprzednio obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia. W związku z tym wszczęto 28 postępowań (10,7%).

Przedmiotem 24 postępowań (9,1%) było ustalenie, czy przedsiębiorstwo przestrzega określonego w art. 56 ust. 1 pkt 1a obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych.

Cztery postępowania wszczęto na mocy art. 56 ust. 1 pkt 6, za stosowanie cen i taryf wyższych od zatwierdzonych.

Nieprzestrzeganie przez przedsiębiorstwa art. 56 ust. 1 pkt 5 i 6, czyli stosowanie cen i taryf bez wcześniejszego przedstawienia ich do zatwierdzenia oraz stosowanie cen i taryf wyższych od zatwierdzonych skutkowało wszczęciem 3 postępowań.

Cztery postępowania wynikały z art. 56 ust. 1 pkt 9, czyli z zatrudniania osób bez wymaganych ustawą kwalifikacji.

W 2 postępowaniach ustalano, czy przedsiębiorstwa prowadzą ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowania te wynikały z art. 56 ust. 1 pkt 8 ustawy.

Powodem wszczęcia 2 postępowań było nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw przez przedsiębiorstwo – mówi o tym art. 56 ust. 1 pkt 2.

Pozostałe postępowania dotyczyły pojedynczych przypadków następujących przewinień:

- odmowy udzielenia informacji, o których mowa w art. 28,
- stosowania cen i taryf, bez wypełnienia uprzednio obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia, oraz odmowy udzielenia informacji.

Spośród 264 postępowań przeprowadzonych w URE, 157 zakończyło się nałożeniem kary pieniężnej, 90 – umorzeniem postępowania, a 17 – odstąpieniem od wymierzenia kary. W 3 przypadkach po nałożeniu kary, a następnie po wniesieniu przez przedsiębiorstwo odwołania, przeprowadzono ponowne postępowania, które zakończyły się: zmniejszeniem kary, odstąpieniem od wymierzenia kary oraz umorzeniem postępowania.

Ogółem wymierzono kary na kwotę 3 792 358,69 zł. Wszystkie kary nakładane były na przedsiębiorstwa energetyczne (nie karano kierowników przedsiębiorstw energetycznych).

Łączne kwoty kar pieniężnych wymierzonych za naruszenie przepisów ustawy – Prawo energetyczne kształtują się następująco:

- art. 56 ust. 1 pkt 1a – 1 160 000,00 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 2 – 51 658,00 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 5 – 999 668,76 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 5 i 7 – 859 500,10 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 5 i 7 – 0,00 zł (umorzenie postępowania),

- art. 56 ust. 1 pkt 6 – 3 700,00 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 7 – 17 000,00 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 8 – 51 800,00 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 9 – 26 584,00 zł,
- art. 56 ust. 1 pkt 12 – 622 447,83 zł.

Na 154 decyzje o nałożeniu kary przedsiębiorstwa wniosły 29 odwołań (2 przedsiębiorstwa jednocześnie uiszczyły należność), a w wypadku reszty decyzje są prawomocne. W kilku przypadkach przedsiębiorstwa wnosily o rozłożenie na raty należności z tytułu nałożonej kary pieniężnej.

7.5. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

7.5.1. Kontrola przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła do odbiorców

W pierwszym etapie kontroli stanu zapasów paliw zostało poddanych 19 elektrociepłowni i elektrowni systemowych bazujących na węglu kamiennym. Ustaleń dokonano według stanu na 31 grudnia 2001 r. W wyniku kontroli ujawniono niedobory w 2 elektrociepłowniach i 2 elektrowniach systemowych. W jednostkach tych wielkość wymaganych zapasów paliwa była niższa od wymaganej w rozporządzeniu dotyczącym okresu zimowego. Jednakże, mimo iż kontrola w tych przedsiębiorstwach wykazała niedobór zapasów paliwa podstawowego, ze względu na niewielkie odchylenia od normy nie wszczęto postępowań administracyjnych o nałożenie kary pieniężnej. W pozostałych kontrolowanych przedsiębiorstwach stan zapasów paliwa podstawowego utrzymywał się na poziomie wymaganym przez rozporządzenie.

Kolejna kontrola objęła 50 przedsiębiorstw energetycznych, tj. 12 elektrowni systemowych, 17 elektrociepłowni i 21 przedsiębiorstw ciepłowniczych. Kontroli, której poddano te przedsiębiorstwa, dokonano w celu uzyskania informacji o sposobie przygotowania przedsiębiorstw energetycznych do sezonu jesienno-zimowego. Dla lepszego zobrazowania dynamiki przygotowań, dane zgromadzono dla dwóch terminów: 30 września 2002 r. oraz 15 października 2002 r. Z uzyskanych informacji pokontrolnych wynika, iż generalnie przedsiębiorstwa wypełniały obowiązki nałożone rozporządzeniem Ministra Gospodarki. Nie stwierdzono istotnych niedoborów zapasów w obu kontrolowanych terminach. Większość jednostek systemowych zgromadziła nie tylko zapasy odpowiadające limitom obowiązującym w momencie kontroli, lecz również zapasy spełniające normy okresu zimowego. Sumarycznie, 9 elektrowni bądź zespołów elektrowni opalanych węglem kamiennym zgromadziło wg stanu na 30 września ok. 4 541 tys. ton węgla, a na 15 października – 4 687 tys. ton. Z kolei 15 elektrociepłowni odpowiednio: 2 248 tys. ton

i 2 292 tys. ton. W powyższych danych ilościowych nie uwzględniono zapasów elektrowni pracujących na węglu brunatnym, gdyż, zgodnie z treścią rozporządzenia, do swoich zapasów mogą one zaliczać węgiel znajdujący się w złożu kopalni odkrywkowej, przygotowany do wydobywania. Z tego powodu wielkości zgromadzonych zapasów wielokrotnie przekraczają nałożone limity.

Pozostałe jednostki posiadały zapasy umożliwiające bezpieczną pracę w kontrolowanym okresie, a nawet w znacznej ich części widoczny był przyrost zapasów w celu dostosowania się do limitu zimowego.

Ponadto przeprowadzono 1 doraźną kontrolę w miejskim przedsiębiorstwie energetyki ciepłej. Kontrola wykazała, iż przedsiębiorstwo to nie przestrzegało obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw ciepła do odbiorców, o którym to obowiązku jest mowa w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ze względu na znaczne odchylenia od wymaganej przepisami prawa ilości, wszczęto postępowanie administracyjne o nałożenie kary pieniężnej.

7.5.2. Kontrola wypełniania obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem

W sierpniu 2002 r. przeprowadzono kontrolę wypełniania obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Kontrolą zostały objęte 33 spółki dystrybucyjne, na których spoczywa ten obowiązek, oraz PSE SA. Zapytania wystosowano również do 44 przedsiębiorstw będących właścicielami elektrociepłowni produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, w których sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie jest nie mniejsza niż 65%. W wyniku kontroli nie stwierdzono żadnych naruszeń wypełniania obowiązku wynikającego z przepisów prawa.

7.5.3. Kontrola przestrzegania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła

W wyniku kontroli przestrzegania ograniczeń w sprzedaży energii elektrycznej, w 2002 r. PSE SA złożyły wniosek o aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”. Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego i stwierdzeniu, że przedstawiona przez PSE SA aktualizacja tego planu spełnia wymogi przewidziane w przepisach prawa, Prezes URE w decyzji z 29 sierpnia 2002 r. uznał tę aktualizację za uzgodnioną.

7.5.4. Kontrola wypełniania obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Zbieranie informacji zostało przeprowadzone na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elek-

trycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 2000 r. Nr 122, poz. 1336), zwanego dalej rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. W tym akcie prawnym określono obowiązkowy procentowy udział „zielonej energii” w latach 2001-2010 w wykonanej, całkowitej, rocznej sprzedaży energii elektrycznej. Prezes URE sprawuje nadzór nad przestrzeganiem powyższego obowiązku na mocy art. 56 ust. 1 pkt 1a i art. 56 ust. 2 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.).

Na początku 2002 r. koncesje na obrót energią elektryczną posiadało 267 przedsiębiorstw. Wszystkie te podmioty zostały objęte kontrolą, której celem było zbadanie wypełniania obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w 2001 r. Po dokonaniu oceny zgromadzonych informacji Prezes URE wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w związku z ujawnieniem nieprawidłowości polegających na nieprzebrzeganiu ww. obowiązku. W wyznaczaniu przedsiębiorstw, w stosunku do których wszczęto później postępowania, Prezes URE kierował się udziałem zakupu „zielonej energii” w stosunku do wykonanej całkowitej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo.

Postępowania administracyjne zostały wszczęte w stosunku do 24 przedsiębiorstw – 18 zakładów energetycznych oraz 6 spółek obrotu. Ukarano zaś sześć następujących przedsiębiorstw: Zakład Energetyczny Tarnów SA, Zakład Energetyczny Częstochowa SA, Przedsiębiorstwo „Biuro Handlowe – Piotr Hałasik”, „PSE – Electra” Sp. z o.o., E.ON Polska Sp. z o.o., Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o. Wszystkie ukarane przedsiębiorstwa odwołały się od decyzji Prezesa URE.

Po przeanalizowaniu dokumentów nadesłanych przez pozostałe przedsiębiorstwa energetyczne, przeciwko którym wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kar pieniężnych, Prezes URE postanowił odstąpić od ich wymierzenia i umorzyć postępowania administracyjne w tych sprawach. Podejmując takie decyzje, Prezes URE brał pod uwagę związek niewypełnienia wspomnianego obowiązku ze stanem rynku energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, gdyż ilość obecnej na nim „zielonej energii” wytworzonej w kraju w 2001 r. była niewystarczająca, aby zapewnić wszystkim zobowiązanym przedsiębiorstwom energetycznym możliwość jej zakupu w wymaganej rozporządzeniem ilości. Odstąpiono od wymierzenia kar pieniężnych i umorzono postępowania administracyjne w przypadku tych przedsiębiorstw, które udokumentowały starania na rzecz zwiększenia zakupu „zielonej energii”, nie odmawiały zakupu takiej energii żadnemu podmiotowi oferującemu jej dostawę lub odmawiały zakupu jedynie

Tabela 17. Zakup i sprzedaż energii elektrycznej z OZE przez spółki dystrybucyjne w 2002 r.

Lp	Przedsiębiorstwo	Zakup „zielonej energii”			Wykonana całkowita sprzedaż energii elektrycznej	Sprzedaż „zielonej energii”			Udział zakupionej „zielonej energii” w całkowitej sprzedaży	
		Przedś. obrotu MWh	Bezp. dostawy MWh	Razem MWh		Przedś. obrotu MWh	Odbiorcom finalnym MWh	Razem MWh	Ogółem %	Tylko dost. bezp. %
1	Beskidzka Energetyka SA	7 175	69 709	76 884	2 579 194	10 500	76 884	2,98	2,70	
2	Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA	64 617	49 970	114 587	4 462 465	2 700	114 587	2,57	1,12	
3	Eiblańskie Zakłady Energetyczne SA	20 953	12 894	33 847	1 356 453	0	33 847	2,50	0,95	
4	Energia – Gdańska Kompania Energetyczna SA	33 698	59 027	92 725	3 532 558	3 500	92 725	2,62	1,67	
5	Energetyka Kaliska SA	66 620	11 614	78 234	2 864 873	5 903	78 234	2,73	0,41	
6	Energetyka Poznańska SA	58 182	83 780	141 962	5 674 140	0	141 962	2,50	1,48	
7	Energetyka Szczecińska SA	25 476	37 995	63 471	2 495 492	0	63 471	2,54	1,52	
8	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	144 171	102 084	246 255	9 813 190	7 176	246 255	2,51	1,04	
9	Lubelskie Zakłady Energetyczne SA	59 919	854	60 773	2 691 607	0	60 773	2,26	0,03	
10	Łódzki Zakład Energetyczny SA	36 409	30 293	66 702	2 528 813	3 500	66 702	2,64	1,20	
11	Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	47 902	39 330	87 232	3 345 559	0	87 232	2,61	1,18	
12	STOEN SA	56 315	81 817	138 132	5 518 172	0	138 132	2,50	1,48	
13	Zakład Energetyczny Białostok SA	10 282	52 390	62 672	2 513 389	0	62 672	2,49	2,08	
14	Zakład Energetyczny Bydgoszcz SA	0	146 252	146 252	3 076 554	61 597	146 254	4,75	4,75	
15	Zakład Energetyczny Częstochowa SA	0	5 408	5 408	2 056 939	0	5 408	0,26	0,26	
16	Zakład Energetyczny Gorzów SA	7 666	21 649	29 315	1 169 095	0	29 315	2,51	1,85	
17	Zakład Energetyczny Jelenia Góra SA	0	113 146	113 146	1 262 033	80 950	113 132	8,97	8,97	
18	Zakład Energetyczny Koszalin SA	11 666	27 556	39 222	1 324 668	12 914	39 428	2,96	2,08	
19	Zakład Energetyczny Kraków SA	17 214	329 383	346 597	4 910 697	222 395	346 598	7,06	6,71	
20	Zakład Energetyczny Legnica SA	22 152	56 080	78 232	3 101 111	0	78 232	2,52	1,81	
21	Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	36 257	66 917	103 174	4 129 097	0	103 174	2,50	1,62	
22	Zakład Energetyczny Opole SA	15 573	46 465	62 038	2 314 851	4 000	62 038	2,68	2,01	
23	Zakład Energetyczny Plock SA	38 567	8 452	47 019	1 837 045	0	47 019	2,56	0,46	
24	Zakład Energetyczny SA w Olsztynie	17 998	24 896	42 894	1 542 150	4 302	42 894	2,78	1,61	
25	Zakład Energetyczny Słupsk SA	0	20 496	20 496	819 760	0	20 496	2,50	2,50	
26	Zakład Energetyczny Tarnów SA	25 022	13 358	38 380	1 515 777	0	38 380	2,53	0,88	
27	Zakład Energetyczny Toruń SA	0	791 592	791 592	2 974 785	690 995	791 592	26,61	26,61	
28	Zakład Energetyczny Wałbrzych SA	25 152	9 277	34 429	1 355 975	450	34 429	2,54	0,68	
29	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	8 244	83 511	91 755	4 525 106	0	91 755	2,03	1,85	
30	Zakład Energetyczny Wrocław SA	0	82 614	82 614	2 533 657	18 770	82 614	3,26	3,26	
31	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	29 485	11 479	40 964	1 634 175	0	41 111	2,51	0,70	
32	ZEOR SA	46 437	16 654	63 091	3 678 946	0	63 091	1,71	0,45	
33	Zielonogórskie Zakłady Energetyczne SA	22 180	19 104	41 284	1 648 622	0	41 281	2,50	1,16	
	Ogółem spółki dystrybucyjne	955 331	2 526 045	3 481 377	96 786 948	1 129 652	3 481 706	3,60	2,61	

Źródło: URE.

wtedy, kiedy oferty cenowe były znacznie wyższe od cen stosowanych w dotychczasowych umowach.

Wiele spółek obrotu zgłaszało również techniczne i organizacyjne problemy związane z wypełnianiem ciężącego na nich obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, bądź błędnie interpretowało kwestię wypełnienia tego obowiązku, uważając, że jeśli kupują energię elektryczną od zakładów energetycznych, to nie mają obowiązku bezpośredniego zakupu „zielonej energii”. Stanowisko takie było uzasadniane tym, że w wolumenie sprzedawanej energii zakład energetyczny sprzedaje im również energię elektryczną zakupioną wcześniej ze źródeł odnawialnych, zaś taryfa przedsiębiorstwa jest skalkulowana z uwzględnieniem droższej energii pochodzącej z tych źródeł. Fakt ten, zdaniem spółek obrotu, powodował pośrednie wywiązanie się przez nie z nałożonego rozporządzeniem obowiązku.

Wstępna ocena wypełniania w całym 2002 r. obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych przeprowadzona została na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstw obrotu na początku 2003 r. Syntetyczne wyniki przeprowadzonego badania ankietowego przedstawiono w tabeli 17.

Ze wstępnych informacji wynika, że całkowita roczna sprzedaż energii elektrycznej przez zakłady energetyczne wyniosła w 2002 r. 96 786 948 MWh, a zakup energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych wg sprawozdań zakładów energetycznych wyniósł 2 526 045 MWh. W przypadku tego podsektora oznacza to, że udział zakupionej energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w całkowitej sprzedaży wyniósł 2,61%. Jednocześnie z tabeli 17 wynika, że jedynie 7 zakładów energetycznych wypełniło obowiązek zakupu na poziomie wynikającym z rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r., natomiast 26 zakładów energetycznych nie osiągnęło wymaganego udziału energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w całkowitej rocznej sprzedaży.

Sprzedaż energii pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych przez zakłady energetyczne (niezależnie od kierunku transakcji) wyniosła w tym okresie 3 481 706 MWh. Ze struktury sprzedaży wynika, że 1 129 652 MWh sprzedano innym przedsiębiorstwom obrotu, natomiast odbiorcom finalnym – 2 352 054 MWh. Dane te wskazują, że część energii pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych była przedmiotem wielokrotnego obrotu. Jednak, zgodnie z obowiązującą

Tabela 18. Zakup i sprzedaż energii elektrycznej z OZE przez inne przedsiębiorstwa obrotu w 2002 r. (dane wstępne)

Lp	Przedsiębiorstwo	Zakup „zielonej energii”			Wykonalna całkowita sprzedaż energii elektrycznej	Sprzedaż „zielonej energii”			Udział zakupionej „zielonej energii” w całkowitej sprzedaży	
		Przeds. obrotu	Bezp. dost.	Razem		Przeds. obrotu	Odbiorcom finalnym	Razem	Ogółem	Tylko dost. bezp.
		MWh	MWh	MWh		MWh	MWh	MWh	MWh	%
1	APT Austrian Power Trading Polska Sp. z o.o.	16 800	18 337	35 137	390 705	35 137	0	35 137	8,99	4,69
2	„Biuro Handlowe – Piotr Hałasik”	123 329	21 668	144 997	890 054	144 997	0	144 997	16,29	2,43
3	E.ON Polska Sp. z o.o.	0	18 300	18 300	738 732	18 300	0	18 300	2,48	2,48
4	EGL Polska Sp. z o.o.	10 390	3 060	13 450	551 092	13 449	0	13 449	2,44	0,56
5	Elektrim-Volt SA	0	389 463	389 463	12 568 665	389 463	0	389 463	3,10	3,10
6	Elektrownia Bełchatów II Sp. z o.o.	3 500	12 400	15 900	24 439	15 900	0	15 900	65,06	50,74
7	ELNORD SA	396 280	303 864	700 144	2 612 586	700 144	0	700 144	26,80	11,63
8	EM&CA SA	3 240	2 000	5 240	401 190	5 240	0	5 240	1,31	0,50
9	Petro Carbo Chem SA	500	0	500	223 469	500	0	500	0,22	0,00
10	Polska Energia – Pierwsza Kompania Handlowa Sp. z o.o.	121 206	1 290	122 496	4 909 159	102 793	19 703	122 496	2,50	0,03
11	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	0	157 146	157 146	4 758 648	157 146	0	157 146	3,30	3,30
12	PSE-Electra Sp. z o.o.	157 146	7 993	165 139	2 446 102	165 139	0	165 139	6,75	0,33
	Ogółem przedsiębiorstwa obrotu	832 391	935 520	1 767 911	30 514 841	1 748 208	19 703	1 767 911	5,79	3,07

Źródło: URE.

interpretacją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zakupy „zielonej energii” elektrycznej od innych spółek dystrybucyjnych nie mogą być uznane za wypełnienie obowiązku wynikającego z rozporządzenia Ministra Gospodarki. Jedynie zakupy energii dokonywane od bezpośrednich dostawców – a w 2002 r. było jej 2 526 045 MWh – mogą zostać uwzględnione w analizach. Z tego powodu należy uznać, iż w 2002 r. rzeczony obowiązek spełniło jedynie 7 spółek dystrybucyjnych, zaś 26 pozostałych nie osiągnęło wymaganego limitu 2,5%.

Do 20 lutego 2003 r. wpłynęło 195 informacji od pozostałych przedsiębiorstwach posiadających koncesje na obrót energią elektryczną. Na podstawie ich wstępnej oceny można stwierdzić, że kwestia wypełniania obowiązku zakupu wynikającego z rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. przedstawia się znacznie gorzej niż w przypadku zakładów energetycznych.

W tabeli 18 przedstawiono dane uzyskane od 12 przedsiębiorstw obrotu, mających największy udział w obrocie energią elektryczną. Pięć z nich osiągnęło z powodzeniem limit 2,5% określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki. Siedem podmiotów w sposób rażący nie wypełniło tego obowiązku.

Z otrzymanych sprawozdań wynika, że część przedsiębiorstw obrotu – szczególnie tych mniejszych – nie była świadoma ciężącego na nich obowiązku. Wiele z nich błędnie interpretuje spełnienie obowiązku zakupu energii elektrycznej. Nadal, podobnie jak w poprzednich latach, powszechny w tej grupie przedsiębiorstw jest pogląd, że jeśli kupują energię elektryczną od zakładów energetycznych, to nie mają obowiązku bezpośredniego zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych.

Wyniki powyższej analizy oraz dane uzyskane z ankiety przeprowadzonych w grupie przedsiębiorstw zajmujących się w 2002 r. obrotem energią elektryczną wskazują, że ilość energii elektrycznej wytworzonej w roku 2002 w źródłach odnawialnych była wystarczająca do wywiązania się przez spółki obrotu z wypełnienia obowiązku określonego w § 1 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. (Dz. U. Nr 122, poz. 1336) w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku. Ten wniosek będzie stanowił ważną przesłankę w rozliczeniu dotyczącym obowiązku zakupu „zielonej energii” przez poszczególne przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną oraz w ewentualnym nałożeniu kar pieniężnych przez Prezesa URE w trybie art. 56 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne.

7.6. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

W roku sprawozdawczym prowadzono działalność polegającą na przygotowywaniu aktów powołania komisji kwalifikacyjnych i aktualizacji aktów powołania komisji już działających. Zakres prac był uwarunkowany

art. 54 ustawy – Prawo energetyczne oraz właściwym rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych... (Dz. U. z 1998 r. Nr 59, poz. 377 i z 2000 r. Nr 15, poz. 187).

Prace realizowane w 2002 r. dotyczyły głównie następujących zagadnień:

- powoływania nowych komisji,
- odwoływania członków komisji, w tym całych składów osobowych,
- aktualizacji aktów powołania już istniejących komisji,
- identyfikacji nieprawidłowości występujących w pracach komisji,
- działań korekcyjnych związanych z usuwaniem nieprawidłowości występujących w pracach komisji,
- działalności informacyjno-instruktażowej.

W 2002 r. Prezes URE powołał 6 nowych komisji kwalifikacyjnych. W pracach aktualnie działających 598 komisji, powołanych przez Prezesa URE, uczestniczy 7 189 osób.

Ponadto w 2002 r. Prezes URE odwołał członków 25 komisji kwalifikacyjnych powołanych w latach 1998-1999. Pozostałe przypadki odwołań były związane głównie z indywidualnymi rezygnacjami z członkostwa w komisjach. W sumie odwołanych zostało 219 osób. Oprócz wymienionych przypadków odwołania całych składów osobowych, Prezes URE odwołał również ze składów osobowych poszczególnych komisji pojedynczo 87 osób (indywidualne akty odwołań) z powodów:

- choroby trwale uniemożliwiającej sprawowanie funkcji – dotyczyło to 55 osób,
- niewywiązywania się z obowiązków członka komisji – dotyczyło to 32 osób.

W 2002 r. do Prezesa URE wpłynęło także 151 wniosków o zmianę zakresu uprawnień komisji i/lub o rozszerzenie ich składu osobowego. Wiązało się to z koniecznością aktualizacji (nowelizacją) aktów powołania działających już komisji. W kilku przypadkach zwrócono wnioskodawcom dokumentację do uzupełnienia, z kolei w 39 uznano bezzasadność wniosków i nie przeprowadzono zmian. W rezultacie przygotowano 112 nowelizacji aktów powołania komisji.

W trakcie weryfikacji dokumentacji wniosków dokonywano analiz i kontroli załączonych dokumentów. Rezultatem tych prac było stwierdzenie nie tylko przypadków nieprawidłowego sporządzania świadectw kwalifikacyjnych (błędy merytoryczne i formalne), ale również uchybień polegających na przekraczaniu przez komisje zakresu uprawnień nadanych im w aktach powołania. Odnotowywano też przypadki posługiwania się dokumentami kwalifikacyjnymi wystawionymi przez komisje działające w okresie tzw. luki legislacyjnej (tj. od 5 czerwca do 30 września 1998 r.), które to przypadki były zgłoszone do URE również przez Państwową Inspekcję Pracy.

We wszystkich przypadkach, gdy powstało podejrzenie o zaistnienie nieprawidłowości w pracach komisji, kierowano prośbę o sporządzenie sprawozdań z dotychczasowej działalności. Analiza 188 nadesłanych sprawozdań pozwoliła ustalić 10 przypadków przekroczenia

Tabela 19. Wykaz komisji kwalifikacyjnych (wg zasięgu terytorialnego oddziałów terenowych URE)

Lp	Oddział URE	Siedziba oddziału (nr województwa wg GUS)	Liczba komisji kwalifikacyjnych powołanych (i odwołanych) przez Prezesa URE w roku:					Ogólna liczba działających komisji
			1998	1999	2000	2001	2002	
1	Centralny	Warszawa (14)	35	43	1	9 (12)	1 (1)	76
2	Północno-Zachodni	Szczecin (08, 32)	37	16	1	- (1)	- (6)	47
3	Północny	Gdańsk (22, 28)	35	12	-	1 (1)	- (-)	47
4	Zachodni	Poznań (04, 30)	47	30	1	- (2)	- (1)	75
5	Wschodni	Lublin (06, 20)	44	14	2	2 (-)	1 (3)	60
6	Środkowozachodni	Łódź (10, 26)	23	48	1	- (3)	1 (3)	67
7	Południowo-Zachodni	Wrocław (02, 16)	40	19	4	1 (1)	2 (6)	59
8	Południowy	Katowice (24)	59	38	4	1 (3)	- (5)	94
9	Południowo-Wschodni	Kraków (12, 18)	48	20	3	3 (1)	1 (-)	74
Razem			368	240	17	17 (24)	6 (25)	599

Źródło: URE.

przez komisje nadanych im uprawnień. W wyniku podjętych czynności wyjaśniających ustalono, że w przypadku 4 komisji popełniono jedynie błędy przy sporządzaniu sprawozdań, w 4 innych przypadkach odwołano całe składy osobowe komisji, a w 2 przypadkach kontynuowane jest postępowanie wyjaśniające. Wymienione wyżej dane nie obejmują postępowań, które były prowadzone w wyniku działań kontrolnych Północnego Oddziału Terenowego URE.

W trzecim i czwartym kwartale ub.r. przeprowadzono kontrolę aktualności zaświadczeń lub świadectw kwalifikacyjnych członków wszystkich działających wówczas

komisji kwalifikacyjnych. W jej wyniku stwierdzono, że szereg komisji nie aktualizuje na bieżąco dokumentów kwalifikacyjnych swoich członków. Dotyczyło to 145 komisji kwalifikacyjnych, do których skierowano w listopadzie i grudniu ponad 130 pism monitujących.

Obecnie w każdym województwie kraju działa ok. 40 komisji kwalifikacyjnych. Liczba wniosków dotyczących zmian organizacyjnych w już działających komisjach i wycinkowe wyniki kontroli rezultatów ich prac wskazują jednoznacznie na stałą tendencję do przesunięcia punktu ciężkości w kierunku nadzoru i kontroli działalności komisji kwalifikacyjnych.

Część II. DZIAŁALNOŚĆ ODDZIAŁU CENTRALNEGO I ODDZIAŁÓW TERENOWYCH

Z mocy art. 22 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym do 31 grudnia 1998 r., Prezes URE otrzymał kompetencje do tworzenia oddziałów terenowych. W 1998 r. utworzone zostały następujące oddziały terenowe: 1 kwietnia w Gdańsku, Katowicach, Krakowie, Łodzi, Poznaniu i Wrocławiu, 30 kwietnia w Warszawie, 7 września w Szczecinie i 9 listopada w Lublinie. Ustawa z 24 lipca 1998 r. o zmianie niektórych ustaw określających kompetencje organów administracji publicznej – w związku z reformą ustrojową państwa (Dz. U. z 1998 r. Nr 106, poz. 668), która weszła w życie 1 stycznia 1999 r., zmieniła brzmienie art. 22 ustawy – Prawo energetyczne. Obecnie w ust. 1 tego artykułu określa się, iż w skład Urzędu Regulacji Energetyki wchodzi Oddział Centralny oraz 8 oddziałów terenowych. Kompetencje do określenia właściwości rzeczowej oraz szczegółowego zasięgu terytorialnego oddziałów zostały od 1 stycznia 2002 r. przyznane ministrowi gospodarki (na podstawie art. 24 pkt 2 ustawy z 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych

ustaw). W następstwie tego kwestie te zostały uregulowane w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942).

Zgodnie z wymienionym rozporządzeniem i udzielonymi przez Prezesa URE pełnomocnictwami zakres działania Oddziału Centralnego i oddziałów terenowych obejmuje m.in.:

- zatwierdzanie lub odmowę zatwierdzenia taryf dla ciepła,
- rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
- nakładanie kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ustawy – Prawo energetyczne,
- współdziałanie z delegaturami Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych,
- kontrolowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji,

- kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną,
- współpracę z właściwymi samorządami województw i wojewodami w zakresie planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- kontrolę kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne,
- kontrolowanie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii, paliw gazowych i ciepła do odbiorców.

Oddziały terenowe, ze względu na bliskość do podmiotów regulowanych i problemów pojawiających się w trakcie prowadzenia przez nie regulowanej działalności gospodarczej, odgrywają ogromną rolę, wpływając bezpośrednio na rozwój regulacji lokalnej (regionalnej), która jest substytutem konkurencji na rynkach lokalnych. Dobra regulacja musi być obojętna na strukturę i formę własności, powinna być obiektywna

i, nie opierając się na uprzedzeniach lub preferencjach, musi skłaniać przedsiębiorstwa energetyczne do określonych zachowań. Przekazanie uprawnień regulacyjnych oddziałom terenowym przybliży urząd do przedsiębiorstw energetycznych i konsumentów, skraca procedury administracyjne i pozwala na pozyskiwanie pełniejszej informacji o podmiotach podlegających regulacji. Stopniowe decentralizowanie uprawnień regulacyjnych według kryterium lokalizacji przedsiębiorstw energetycznych lub odbiorców nie prowadzi do zakłócenia homogeniczności stosowanej polityki regulacyjnej ze względu na obudowanie procesu regulacyjnego elastycznymi i jednolitymi zasadami proceduralnymi, zakładającymi różne przypadki regulacji. Dzięki temu proces przygotowywania decyzji administracyjnych dotyczących regulacji nie jest zależny od swobodnego uznania dyrektorów oddziałów. Regulacja regionalna umożliwia wnikliwe zapoznanie się ze stanem technicznym i ekonomicznym przedsiębiorstw energetycznych i uwarunkowaniami istniejącymi na rynkach lokalnych. Umożliwia także bieżącą ocenę efektów regu-

Rysunek 1. Siedziby i zasięg terytorialny oddziałów terenowych URE



lacji i bezpośredni kontakt odbiorców energii i paliw (*de facto* strony słabszej), jak również adresata regulacji, z regulatorem, co w konsekwencji wpływa na znacznie szybsze rozstrzygnięcie konfliktów w trybie interwencyjnym.

Z początkiem 2002 r. dyrektorzy oddziałów terenowych zostali upoważnieni do wydawania decyzji administracyjnych w sprawach udzielenia, odmowy udzielenia koncesji lub promesy koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji ciepła i obrotu nim, wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także zmiany i cofnięcia koncesji w tym zakresie. Był to efekt zebranych w okresach minionych doświadczeń, wskazujących na celowość organizacyjnego połączenia funkcji koncesjonowania i taryfowania. O okoliczności tej poinformowano wszystkich zainteresowanych koncesjonariuszy z obszaru znajdującego się w zasięgu terytorialnym danego oddziału.

1. Oddział Centralny w Warszawie

Na obszarze województwa mazowieckiego zadania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (w zakresie określonym w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r.) wykonuje Oddział Centralny. Na koniec 2002 r. było w nim zatrudnionych 15 osób (13 z wykształceniem wyższym i 2 z wykształceniem średnim). W porównaniu ze stanem z 2001 r. liczba pracowników oddziału zmniejszyła się o 3 osoby.

Funkcję dyrektora oddziału od 22 lipca 1998 r. pełni Krystyna Gromczyńska.

1.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Strukturę sektora energetycznego w zakresie koncesji na obszarze województwa mazowieckiego przedstawiono w tabeli 1.

a) ciepłownictwo

W porównaniu ze stanem z poprzedniego roku koncesjonowany podsektor ciepłowniczy zmniejszył się o 4 przedsiębiorstwa. Zasadniczo było to efektem cofnięć koncesji z urzędu lub na wniosek dotychczasowych koncesjonariuszy, którzy zaprzestali prowadzenia koncesjonowanej działalności (głównie dotyczyło to obszaru tzw. energetyki przemysłowej).

Moc zainstalowana w źródłach ciepła przedsiębiorstw posiadających koncesje na koniec 2002 r. łącznie wynosiła 10 556 MW_t. Na 71% tej wartości składała się moc ze źródeł, w których paliwem podstawowym jest miał węgla kamiennego; 22% to moc ze źródeł, w których paliwem podstawowym jest olej opałowy ciężki, 5% pochodziło ze źródeł opalanych gazem ziemnym, 1% tej mocy zainstalowany był w źródłach opalanych olejem opałowym lekkim, a 1% – w źródłach wykorzystujących inny rodzaj paliw lub energii.

b) elektroenergetyka

W stosunku do stanu z 2001 r. liczba koncesjonariuszy w podsektorze elektroenergetycznym zmalała o 5. Zmiany te zaszły jednak w grupie podmiotów o relatywnie niewielkim znaczeniu na rynku energii elektrycznej. Głównymi dostawcami energii elektrycznej do odbiorców końcowych z województwa mazowieckiego pozostawały: STOEN SA, Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA, Zakład Energetyczny Płock SA, Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA, Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA, Zakład Energetyczny Białystok SA, Lubelskie Zakłady Energetyczne SA. Najwięksi zawodowi wytwórcy tej energii to Elektrociepłownia Warszawskie SA, Elektrownia „Kozienice” SA oraz Zespół Elektrowni Ostrołęka SA.

c) gazownictwo

Podobnie jak w podsektorach ciepłowniczym i elektroenergetycznym, w 2002 r. w podsektorze gazowniczym nie zaszły istotne zmiany ilościowe. W stosunku do stanu z 2001 r. liczba koncesjonariuszy w tym podsektorze gazowniczym zmalała o tylko 1 przedsiębiorstwo. Te niewielkie fluktuacje są wynikiem wciąż silnego zmonopolizowania krajowego rynku gazowego.

d) podsektor paliwowy

Liczba podmiotów koncesjonowanych w podsektorze paliw ciekłych wzrosła o 61 w stosunku do liczby z 2001 r. Pozwala to wnioskować o wciąż istniejących szansach rozwoju tego segmentu rynku energetycznego.

e) energetyka odnawialna

Z wymienionej liczby koncesjonariuszy z podsektorów ciepłownictwa i elektroenergetyki 5 przedsiębiorstw eksploatowało odnawialne źródła energii: – dwa z nich wytwarzały ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu (jedno – na bazie biogazu wysypi-

Tabela 1. Koncesjonariusze w województwie mazowieckim

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy ^{*)}	Liczba koncesji ^{*)}
ciepłownictwo	78	160
elektroenergetyka	50	66
gazownictwo	9	13
paliwa ciekłe	417	455

^{*)} Stan na 31 grudnia 2002 r.

skowego, drugie – z wykorzystaniem energii biomasy),

- jedno przedsiębiorstwo eksploatowało geotermalne źródło ciepła, a jedno wytwarzało ciepło w kotle sodowym wykorzystującym biomasę,
- jedno przedsiębiorstwo eksploatowało przepływową elektrownię wodną.

W 2002 r. wszczęto w oddziale 1 postępowanie dotyczące wniosku nowo powstałego przedsiębiorstwa o udzielenie koncesji na wytwarzanie ciepła (w skojarzeniu z energią elektryczną) na bazie biogazu wysypiskowego. Zakończenie tego postępowania przypadnie na rok 2003. Poza tym przypadkiem nie odnotowano w 2002 r. w mazowieckim zainteresowania wykorzystaniem energii odnawialnej w wymiarze wymagającym uzyskania koncesji.

1.2. Odbiorcy paliw i energii

a) odbiorcy ciepła

Główną cechą rynku ciepła jest jego wymiar lokalny i wynikająca z tego względna stabilność. Przedsiębiorstwa ciepłownicze działające na terenie województwa mazowieckiego zasadniczo zaspokajają potrzeby komunalno-bytowe spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych, zarządów budynków komunalnych, odbiorców indywidualnych z lokali mieszkalnych i użytkowych. Największymi odbiorcami finalnymi ciepła w 2002 r., podobnie jak w latach poprzednich, były podmioty stołeczne: Administracja Domów Komunalnych „Śródmieście” w Warszawie (zamówiona moc cieplna – 221,35 MW), która zużyła w tym okresie 1 742 165 GJ ciepła; Zarząd Budynków Komunalnych „Mokotów” w Warszawie (zamówiona moc cieplna – 180,47 MW), który zużył 1 466 365 GJ ciepła; Zarząd Nieruchomości Komunalnych „Praga Północ” w Warszawie (zamówiona moc cieplna – 92,78 MW), który zużył 736 687,75 GJ ciepła.

b) odbiorcy paliw gazowych

U największych finalnych odbiorców gazu ziemnego w 2002 r. można zaobserwować wzrost zużycia tego paliwa lub poziom podobny jak w poprzednich latach. I tak: Zakłady Przemysłu Tłuszczowego w Warszawie SA zakupiły 10,1 mln m³ gazu (w 2001 r. – 9,67 mln m³, w 2000 r. – 5,5 mln m³), Browar Sierpc SA zakupił 8,3 mln m³ (w 2001 r. – 8,4 mln m³, w 2000 r. – 8,2 mln m³). Kolejni co do wielkości poboru w 2002 r. gazu ziemnego odbiorcy to: SPEC – ZEC Ochota (6,4 mln m³) oraz OZEC Sp. z o.o. w Otwocku (3,6 mln m³).

c) odbiorcy energii elektrycznej

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2002 r. największymi odbiorcami energii elektrycznej w mazowieckim pozostawały te same podmioty. Do największych konsumentów należeli: Huta LW Sp. z o.o. w Warszawie, która zużyła blisko 346,3 GWh energii czynnej (w 2001 r. – ok. 423 GWh), Intercell Ostrołęka SA

– 236,7 GWh (w 2001 r. – 235 GWh), Thomson Multimedia Sp. z o.o. – 204,3 GWh (poprzednio 197 GWh).

1.3. Działalność regulacyjna

1.3.1. Koncesjonowanie

W 2002 r. rozpatrywano łącznie 57 spraw koncesyjnych, dotyczących 48 przedsiębiorstw. 45 z tych spraw (dotyczących 40 przedsiębiorstw) zakończono w 2002 r., wydając łącznie 71 rozstrzygnięć, na które złożyło się:

- 50 decyzji o zmianie koncesji udzielonych 25 przedsiębiorstwom,
- 6 decyzji o udzieleniu koncesji 4 przedsiębiorstwom dopiero wchodzącym na rynek koncesjonowany,
- 8 decyzji o cofnięciu koncesji 5 przedsiębiorstwom,
- 3 decyzje o stwierdzeniu wygaśnięcia koncesji 2 przedsiębiorstw,
- 1 decyzja o umorzeniu postępowania w sprawie zmiany koncesji,
- 2 decyzje o pozostawieniu wniosków 2 przedsiębiorców o udzielenie koncesji bez rozpoznania,
- 1 postanowienie o sprostowaniu oczywistej omyłki w udzielonej koncesji.

Rozstrzygnięcie pozostałych 12 spraw (dotyczących 12 przedsiębiorców) przypadnie na 2003 r.; 6 z nich dotyczy udzielenia koncesji, 3 – cofnięcia koncesji, 3 – zmiany zakresu koncesji.

1.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

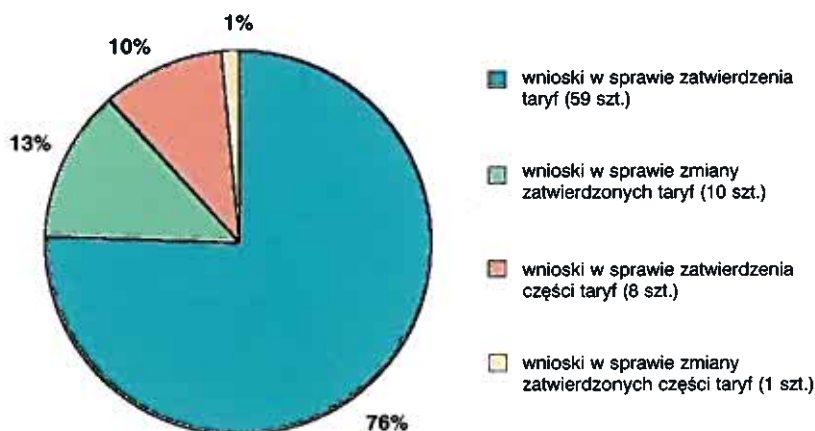
a) wnioski taryfowe

W 2002 r. rozpatrywano 78 wniosków dotyczących taryf dla ciepła. Strukturę rodzajową tych wniosków przedstawiono na rysunku 2 (str. 65). Na podaną sumę złożyły się wystąpienia 66 przedsiębiorstw mających siedziby w mazowieckim. Rozpatrywanie 7 wniosków rozpoczęto jeszcze w 2001 r. W przypadku 6 wniosków (w tym 1 w części) rozstrzygnięcie wszczętych postępowań nastąpi w 2003 r.

b) efekty regulacji

W 2002 r. zatwierdzano nowe taryfy ze średnim wzrostem cen i stawek opłat o 3,3% w stosunku do ostatnio stosowanych przez przedsiębiorstwa ustalające te taryfy. Propozycje podwyżek, z jakimi początkowo występowały te przedsiębiorstwa, były przeciętnie wyższe od ostatecznie zatwierdzonych o ok. 5 punktów procentowych. W wymiarze finansowym oznacza to ponad 46 mln zł z dodatkowych opłat za ciepło, które to opłaty przyszłoby ponosić odbiorcom, gdyby pierwotne propozycje taryfowe przedsiębiorstw nie były poddane weryfikacji. Jest to suma ok. 4 razy wyższa od łącznych rocznych opłat za ciepło ponoszonych przez mieszkańców 36-tysięcznego Wołomina czy też ponad półtora raza wyższa od tego, co rocznie na zaspokojenie swoich potrzeb cieplnych wydają odbiorcy z 50-tysięcznego Legionowa.

Rysunek 2. Struktura rodzajowa wniosków taryfowych rozpatrywanych w Oddziale Centralnym URE w 2002 r.



Zdobyta w latach poprzednich, w trakcie kolejnych przeglądów taryfowych, wiedza na temat podmiotów regulowanych umożliwiła w 2002 r. zatwierdzenie po raz pierwszy 7 taryf (5 trzecich i 2 czwartych) na okresy dwu- lub trzyletnie. Przypadki te dotyczyły przedsiębiorstw mających względnie ustabilizowany poziom cen i stawek opłat w latach poprzednich, który zmieniał się w wymiarze nie przekraczającym z reguły inflacji, planujących modernizację eksploatowanego majątku i nakłady inwestycyjne racjonalnie, zważając na możliwości płatnicze swoich odbiorców. W kolejnych latach podmioty te będą mogły samodzielnie dostosować zatwierdzone w ich wypadku taryfy do zmieniających się warunków ekonomicznych na podstawie wyznaczonych (nieujemnych) współczynników korekcyjnych (X_i), wymuszających przy tym dalszą poprawę efektywności ich funkcjonowania. Oczekuje się, że tego rodzaju regulacja bodźcowa powinna zachęcić przedsiębiorstwa do redukcji kosztów prowadzenia działalności koncesjonowanej w nadziei na wypracowanie zysków.

Efektom doświadczeń regulacyjnych z lat poprzednich była także obserwowana w 2002 r. kolejna poprawa jakości składanych wniosków taryfowych. Ich wyższa wartość merytoryczna przełożyła się na znaczne zmniejszenie skali decyzji odmownych co do zatwierdzenia taryf lub ich zmian. Rok wcześniej wydano 13 takich decyzji, zaś w 2002 r. było ich już tylko 4. Skróceniu uległ także czas trwania postępowania taryfowego. Mimo to tylko w jednym przypadku rozpatrzenie wniosku taryfowego, zakończone zatwierdzeniem taryfy, odbyło się bez konieczności wzywania przedsiębiorstwa do uzupełnienia czy skorygowania wniosku lub wyjaśnienia zawartych w nim treści. Nadal do najczęstszych i zarazem najpoważniejszych błędów popełnianych przez koncesjonariuszy przy opracowywaniu taryf należało, podobnie jak rok wcześniej:

- zaniżanie sprawności przesyłowej sieci ciepłowniczych w stosunku do uzasadnionego jej poziomu, prowadzące do zawyżenia stawek opłat za usługi przesyłowe, ustalanych w taryfie,

- zaniżanie sprawności wytwarzania ciepła w źródłach w stosunku do wielkości uzasadnionych, prowadzące do ustalenia w taryfie zawyżonych wielkości cenowych, wyznaczających poziom opłat dla odbiorców za wytworzenie przez te przedsiębiorstwa zużytego przez nich ciepła i moc zamówioną,
- przyjmowanie niewłaściwych, w świetle obowiązujących przepisów, wielkości mocy cieplnej do kalkulacji cen i stawek opłat.

Ostatni z wymienionych błędów stał się przyczyną uchylecia taryfy jednego z przedsiębiorstw. Po wydaniu decyzji zatwierdzającej nową taryfę tego przedsiębiorstwa ujawniono (przy rozpatrywaniu skargi jednego z odbiorców ciepła), że wielkość mocy cieplnej zamówionej w przedsiębiorstwie przez odbiorców, przyjęta przez nie do kalkulacji odpowiednich cen i stawek opłat do tej taryfy, jest niższa od jej faktycznego stanu na koniec roku kalendarzowego poprzedzającego rok stosowania tej taryfy. Wielkość ta, jak się okazało, odzwierciedlała stan późniejszy (przewidywany w okresie stosowania taryfy). Przyjęcie tej wielkości za podstawę kalkulacji taryfy stanowiło jednak naruszenie obowiązujących przepisów regulujących sposób ustalania cen i stawek opłat zależnych od mocy cieplnej zamówionej i doprowadziło tym samym do zawyżenia tych wielkości cenowych. Taryfę uchylono, wznowiono postępowanie w sprawie jej zatwierdzenia i ostatecznie zatwierdzono poprawnie ustaloną przez to przedsiębiorstwo taryfę. Informację o wznowieniu postępowania taryfowego (podobnie jak później zatwierdzoną poprawną taryfę) skierowano do publikacji w „Dzienniku Urzędowym Województwa Mazowieckiego”, w celu poinformowania o tej okoliczności odbiorców ciepła. Uprzednio bowiem w promulgatorze tym opublikowano taryfę uchyloną, która z uwagi na odpowiednio wczesne wznowienie postępowania nie została wprowadzona przez przedsiębiorstwo do stosowania.

Z doświadczeń z lat poprzednich wynikało, że pomimo upływu terminu obowiązywania ostatnio zatwierdzonej w przypadku przedsiębiorstwa taryfy, nie przedstawiło

ono nowej taryfy do zatwierdzenia. W 2002 r. jako stałą praktykę przyjęto wzywianie przedsiębiorstw, z ok. dwumiesięcznym wyprzedzeniem w stosunku do końcowego terminu ważności ich dotychczasowych taryf, do złożenia wniosków o zatwierdzenie kolejnych taryf. Z tego rodzaju kompetencji (przysługujących Prezesowi URE na mocy art. 47 ust. 1 Prawa energetycznego) korzystano też w przypadku koncesjonariuszy nieposiadających dotychczas zatwierdzonych pierwszych taryf. Działania te miały w szczególności na celu eliminowanie sytuacji, w których odbiorca płaciłby za ciepło po cenach nieuzasadnionych, nie poddanych kontroli powołanego do tego organu.

Szczegółowa analiza opisanych zjawisk, poparta stosownym badaniem przeprowadzonym w trzecim kwartale 2002 r., doprowadziła do wniosku, iż wątpliwe jest całkowite i trwałe wyeliminowanie przypadków braku pierwszych lub ważnych taryf. Przyczyny są następujące:

- obowiązujące uregulowania prawne (w szczególności art. 47 ust. 1 Prawa energetycznego) wskazują jednoznacznie nowo powstającym przedsiębiorstwom energetycznym lub przedsiębiorstwom istniejącym, lecz podejmującym dopiero działalność koncesjonowaną albo nowy jej rodzaj, że przedstawienie do zatwierdzenia taryfy może nastąpić dopiero po uzyskaniu przez nie koncesji (zmiany koncesji); uregulowanie takie ogranicza także Prezesa URE w kwestii skorzystania z uprawnienia do żądania przedłożenia przez przedsiębiorstwo taryfy do zatwierdzenia – żądanie takie można bowiem skierować tylko do przedsiębiorstwa posiadającego już koncesję,
- postępowanie dotyczące zatwierdzenia taryfy podlega ograniczeniom typowym dla postępowań administracyjnych – może ono wymagać z różnych względów np. zawieszenia lub odmowy zatwierdzenia taryfy,
- przedsiębiorstwo mogło zaprzestać prowadzenia działalności gospodarczej w koncesjonowanym zakresie.

I tak na koniec 2002 r. na 78 przedsiębiorstwach mających siedziby w województwie mazowieckim, posiadających wówczas koncesje na działalność gospodarczą w zakresie ciepłownictwa:

- 5 przedsiębiorstw nie posiadało dotychczas zatwierdzonej pierwszej taryfy dla jakiegokolwiek części ich działalności gospodarczej, przy czym:
 - 3 spośród nich, mimo że posiadały nadal koncesje, nie prowadziły już w tym czasie działalności koncesjonowanej, ostatnio zaś stosowały ceny na poziomie niezmiennym od 1998 r.,
 - 1 z tych przedsiębiorstw to nowy koncesjonariusz dopiero podejmujący działalność w koncesjonowanym zakresie i wezwany do przedłożenia taryfy do zatwierdzenia,
 - w stosunku do 1 przedsiębiorstwa postępowanie taryfowe prowadzone w 2002 r. pozostawało na

dzień 31 grudnia zawieszono z uwagi na konieczność uprzedniego rozstrzygnięcia przez sąd zagadnienia wstępnego, mającego bezpośredni związek z możliwością analizy taryfy; poprzednie postępowania dotyczące zatwierdzenia taryfy tego przedsiębiorstwa nie zakończyły się jej zatwierdzeniem,

- 4 przedsiębiorstwa nie posiadały pierwszej taryfy dla części prowadzonej przez nie działalności koncesjonowanej, przy czym:
 - w przypadku 1 z nich kwestia ta pozostawała przedmiotem oceny przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w związku z wniesieniem odwołania od decyzji o odmowie zatwierdzenia tej części taryfy,
 - w stosunku do 1 przedsiębiorstwa postępowanie taryfowe prowadzone w 2002 r. pozostawało na dzień 31 grudnia zawieszono z uwagi na konieczność uprzedniego zrealizowania przez to przedsiębiorstwo odpowiednich warunków koncesyjnych,
 - wniosek taryfowy 1 przedsiębiorstwa pozostawiono bez rozpoznania z uwagi na niezuzupełnienie braków formalnych,
 - 1 przedsiębiorstwo rozszerzyło zakres posiadanych koncesji o nowe źródła i sieci, i było w trakcie opracowywania taryfy dla tej części działalności,
 - 2 przedsiębiorstwa nie posiadały w tym czasie ważnych taryf (zatwierdzone w ich wypadku taryfy ekspirowały), oba jednak zaprzestały w 2002 r. prowadzenia działalności koncesjonowanej.

c) taryfy źródeł odnawialnych

W 2002 r. zatwierdzono taryfy 3 spośród 4 koncesjonariuszy wytwarzających w celach gospodarczych ciepło z wykorzystaniem energii odnawialnej, zaś taryfa pozostałego przedsiębiorstwa została zatwierdzona w 2001 r. z okresem obowiązywania do kwietnia 2003 r. Przedsiębiorstwa te nie stanowią jednolitej grupy. Eksploatowane przez nie źródła ciepła to obiekty o zróżnicowanej mocy zainstalowanej, wykorzystujące różne technologie wytwarzania ciepła (spalanie konwencjonalne, kogeneracja, odzysk energii odpadowej) i różne postacie energii odnawialnej (energia geotermalna, biogaz, biomasa), co przedstawia tabela 2. W dwóch przypadkach energia odnawialna (biomasa lub biogaz) to podstawowy surowiec do wytwarzania ciepła w danym źródle, w przypadku jednego źródła udział tej energii (ciepła geotermalnego) w łącznej energii wykorzystywanej do produkcji ciepła stanowi 30%, w ostatnim źródle energia odnawialna w pierwotnej postaci biomasy to ok. 5% energii wsadowej dla procesu wytwórczego. W źródłach tych jest wytwarzane relatywnie zbyt mało energii, by mogła ona wywierać zauważalny wpływ na ogólny bilans energii cieplnej i poziom cen za ciepło w województwie mazowieckim.

Tabela 2. Koncesjonariusze eksploatujący odnawialne źródła energii – technologie wytwarzania ciepła i jego ceny

	Przedsiębiorstwo 1	Przedsiębiorstwo 2	Przedsiębiorstwo 3	Przedsiębiorstwo 4
Technologia wytwarzania ciepła z wykorzystaniem energii odnawialnej	Odzysk ciepła z wody geotermalnej przy pomocy absorpcyjnej pompy ciepła zasilanej gazowym kotłem wysokoparametrowym. Układ ten współpracuje z dwoma kotłami gazowymi niskoparametrowymi, stanowiącymi tzw. szczytową technologię grzewczą.	Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni pracującej w układzie kolektorowo-blokowym, gdzie jednym z kotłów energetycznych jest kocioł pracujący z zastosowaniem paliwa w postaci lupków z kory drzewnej.	Wytwarzanie ciepła ze spalania biogazu wysypiskowego w jednym kotle wodnym oraz pozyskiwania energii z chłodzenia silnika spalinowego z zespołu wytwarzającego energię elektryczną.	Wytwarzanie ciepła w kotle sodowym, wykorzystujące proces technologiczny stosowany w przedsiębiorstwie przy produkcji masy celulozowej. Paliwem jest substancja organiczna zawarta w ługu czarnym powstałym w procesie przygotowania celulozy.
Moc zainstalowana w źródle odnawialnym	6,4 MW _t	417 MW _t (w kotle korowym 30,2 MW _t)	3,0 MW _t	61,0 MW _t
Roczna wielkość produkcji ciepła	40 tys. GJ	4500 tys. GJ (w kotle korowym 200 tys. GJ)	20 tys. GJ	900 tys. GJ
Średnia (wskaźnikowa) cena ciepła (bez VAT) wg zatwierdzonej taryfy	41,59 zł/GJ	20,24 zł/GJ	17,47 zł/GJ	18,05 zł/GJ ^{*)}

*) Cena ustalona w odniesieniu do warunków sprzedaży z 2000 r.; pozostałe ceny ustalono w odniesieniu do warunków sprzedaży z 2001 r.

Porównywanie cen ciepła generowanego przez te przedsiębiorstwa w takich źródłach nie jest właściwe z uwagi na ich różnorodność. Zważywszy jednak, że najwyższa średnia wskaźnikowa cena ciepła (w rozumieniu § 26 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem – Dz. U. Nr 96, poz. 1053), wynikająca z taryf zatwierdzonych w oddziale w 2002 r., to 51,61 zł/GJ, przy czym dotyczyła ona źródła wytwarzającego ciepło z oleju opalowego lekkiego, zaś najniższa taka cena to 14,92 zł/GJ i dotyczyła źródła opalanego miałem węgla kamiennego, łatwo ustalić, że żadne z wyżej rozpatrywanych odnawialnych źródeł energii nie wyznacza ekstremum cenowego. Trzeba przy tym jednak wziąć pod uwagę, że w źródle korzystającym z energii geotermalnej zasadniczo paliwem podstawowym w procesie generacji ciepła jest gaz ziemny. Średnioważona wskaźnikowa cena ciepła ze źródeł opalanych gazem ziemnych ukształtowała się w taryfach zatwierdzonych w oddziale w 2002 r. na poziomie 30,94 zł/GJ. Na tym tle widać, że korzystanie z energii geotermalnej podraża w rozpatrywanym przypadku koszty produkcji ciepła i w konsekwencji jego ceny dla odbiorców. W przypadku elektrociepłowni udział energii odnawialnej w produkcji skojarzonej jest na tyle mały, że trudno jednoznacznie wnioskować o jej wpływie na poziom cen ciepła (tym bardziej, że koszty związane z użyciem takiej energii dzielone są równocześnie pomiędzy dwa produkty – ciepło i energię elektryczną). Relatywnie niską cenę ciepła w źródle wykorzystującym biogaz uzyskano głównie dzięki procesowi kogeneracji i wysokiej cenie

energii elektrycznej uzyskanej przez przedsiębiorcę na rynku (ok. 170 zł/MWh). W przypadku źródła eksploatującego kocioł sodowy relatywnie niska cena ciepła wynika z faktu dodatkowego zagospodarowywania odpadu poprodukcyjnego (relatywnie niski koszt paliwa) w ramach pomocniczej działalności operacyjnej przedsiębiorstwa.

d) struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych a taryfy

Na 60 taryf, które zostały zatwierdzone w Oddziale Centralnym URE w 2002 r., autorami 5 były zakłady budżetowe, 26 spośród tych taryf to taryfy spółek handlowych, w których większościami udziałowcami są samorządy miast i gmin, 7 to taryfy jednoosobowych spółek Skarbu Państwa, a 21 to taryfy spółek, w których większościami lub wyłącznymi udziałami posiadają inwestorzy prywatni. W jednym przypadku wniosek o zatwierdzenie taryfy dla ciepła został złożony przez spółdzielnię mieszkaniową.

W przypadku 35 z zatwierdzonych w 2002 r. taryf przedsiębiorstwa, które je ustaliły, angażowały się w działalność energetyczną w 100% lub w niemal 100%; w przypadku pozostałych 25 taryf zaangażowanie będących ich autorami przedsiębiorstw w działalność energetyczną mieści się w przedziale od 0,3% do 76%.

Gdy analizuje się taryfy przedsiębiorstw, których właścicielami są jednostki samorządowe – przy czym taryfy te stanowią ponad połowę wszystkich taryf zatwierdzonych w 2002 r. w województwie mazowieckim (31) – nasuwa się wniosek o znikomej działalności tych władz w celu poprawy efektywności funkcjonowania ich

przedsiębiorstw. Na wniosek ten składają się, poddane analizie, następujące czynniki:

- próby zawyżania cen wytwarzanego ciepła poprzez wykazywanie zaniżonej sprawności wytwarzania eksploatowanych przez nie kotłowni w stosunku do poziomu uzasadnionego możliwościami technicznymi przy uwzględnieniu warunków eksploatacyjnych; blisko 30% rozpatrywanych przedsiębiorstw występowało z wnioskiem o ustalenie kosztów paliwa (będących podstawą kalkulacji cen i stawek zawartych w taryfie), przyjmując średnioroczną sprawność kotłowni na poziomie poniżej 70% (9 przedsiębiorstw), a nawet poniżej 60% (4 przedsiębiorstwa); zjawisko to występowało także w przypadku tych przedsiębiorstw, które wniosły o zatwierdzenie drugiej bądź trzeciej taryfy,
- brak działań zmierzających do lepszego wykorzystania nadwyżek mocy zainstalowanej nad zamówioną; w przypadku 17 przedsiębiorstw rezerwa mocy cieplnej kształtowała się na poziomie powyżej 20%, zaś w przypadku 9 przedsiębiorstw rezerwa ta przekraczała 40%,
- brak miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo kierunków rozwoju gminy określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, powiązany z brakiem planów rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, o których mowa w art. 16 Prawa energetycznego i które powinny być sporządzane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła; zjawisko to zaobserwowano w przypadku 18 przedsiębiorstw; tymczasem zgodnie z art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy z 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591, z późn. zm.) zadania własne gminy obejmują m.in. zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepłą i gaz; w celu realizacji tych zadań gmina jest zobowiązana, w myśl art. 18 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, do planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy; na podstawie art. 19 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, przy czym przedsiębiorstwa energetyczne, w myśl art. 19 ust. 4 ustawy, udostępniają nieodpłatnie wójtowi (burmistrzowi, prezydentowi miasta) plany rozwoju co do zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło w zakresie dotyczącym terenu tej gminy oraz propozycje niezbędne do opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe; pomimo działającego w oddziale specjalnego punktu konsultacyjnego powołanego do współpracy z samorządami lokalnymi w zakresie udzielania informacji na temat obowiązków wynikających dlań z Prawa ener-

getycznego, w 2002 r. żadna z gmin nie zwróciła się do oddziału o udzielenie takich informacji,

- obserwowane w znakomitej większości przypadków niekorzystania przez organy samorządowe z możliwości zastosowania ulg wynikających z podatków i opłat dotyczących budowli wykorzystywanych bezpośrednio do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, linii elektroenergetycznych przemysłowych i rozdzielczych, rurociągów i przewodów sieci rozdzielczej gazów, ciepła, paliw i wody; prowadzi to do pozornych przepływów finansowych (zwłaszcza w przypadku zakładów budżetowych gmin), ale kosztem wyższego poziomu cen dla odbiorców.

1.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2002 r. w Oddziale Centralnym rozpatrywano wnioski dotyczące taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w elektrociepłowniach 5 koncesjonowanych wytwórców takiej energii, mających swoje siedziby w mazowieckiem. Były to: Elektrociepłownia Warszawskie SA, Zespół Elektrowni Ostrołęka SA, Polish Energy Partners SA, Polski Koncern Naftowy ORLEN SA oraz nowo powstałe przedsiębiorstwo Energia Siedlce Sp. z o.o. Łącznie było to 9 wniosków, z których 5 dotyczyło zatwierdzenia pierwszej lub kolejnej taryfy (w tym zakresie wydano 5 decyzji o zatwierdzeniu taryfy), zaś pozostałe 4 dotyczyły zmiany taryf wcześniej zatwierdzonych (w 2 przypadkach rozstrzygnięcie nastąpiło poprzez odmowę zmiany taryfy, w pozostałych 2 umorzono postępowanie na wniosek samych przedsiębiorstw).

1.3.4. Rozstrzyganie spraw spornych

W 2002 r. prowadzono 44 zakończone wydaniem decyzji postępowania administracyjne, w sprawach dotyczących sporów, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Z tego 27 postępowań administracyjnych zostało wszczętych przed dniem 1 stycznia 2002 r. Z wymienionych wyżej postępowań 33 zakończyły się wydaniem decyzji merytorycznych, natomiast 11 zostało zakończonych umorzeniem postępowania. W porównaniu ze stanem z 2001 r., nastąpił niewielki wzrost liczby wydanych decyzji.

Najliczniejszą grupę postępowań zakończonych w 2002 r. stanowiły postępowania w sprawie rozstrzygnięcia sporów dotyczących odmów przyłączenia do sieci gazowniczej (10 postępowań). Istotą tych sporów była kwestia ekonomicznych warunków dostarczania paliwa gazowego. W 7 decyzjach rozstrzygających spory uznano, iż nie istnieją ekonomiczne warunki dostarczania paliwa gazowego, natomiast 3 postępowania zostały zakończone wydaniem decyzji umarzającej, gdyż strony zawarły umowy o przyłączenie.

Inne prowadzone postępowania w sprawach spornych dotyczyły:

- a) odmowy przedsiębiorstw energetycznych przyłączenia do sieci elektroenergetycznej; przedsiębiorstwa energetyczne oraz podmioty ubiegające się

o przyłączenie nie mogły podczas negocjacji dotyczących zawierania umów o przyłączenie dojść do porozumienia w kwestiach: ustalenia terminu faktycznego przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, wysokości skalkulowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne opłaty za przyłączenie do sieci oraz terminu jej uiszczenia, uzyskiwania zgody właścicieli nieruchomości, przez które przebiegać miały linie energetyczne, usunięcia kolizji istniejących linii elektroenergetycznych z nowo budowanymi budynkami i przyłączami, a także wyboru rodzaju przyłącza (kablowe lub napowietrzne) do obiektu; osoby ubiegające się o przyłączenie wnosili o wykonanie przyłącza kablowego, natomiast przedsiębiorstwo energetyczne proponowało przyłączyć napowietrzne lub żądało za wykonanie przyłącza kablowego opłaty równej rzeczywistym kosztom przyłączenia, a nie opłaty w wysokości określonej wg zatwierdzonej taryfy,

b) odmowy zawarcia umowy sprzedaży; kwestie sporne w tym przypadku obejmowały:

- w umowach sprzedaży energii elektrycznej: ustalenie posiadania przez wnioskodawcę tytułu prawnego do obiektu, stan techniczny wewnętrznej linii zasilającej oraz żądanie przez przedsiębiorstwo energetyczne ponownej opłaty za przyłączenie, w przypadku gdy zmienił się właściciel obiektu i przez pewien okres energia elektryczna nie była do niego dostarczana,
- w umowach sprzedaży ciepła: miejsce dostarczania ciepła oraz uprawnienie właściciela lub najemcy lokalu w budynku wielorodzinnym do zawarcia z przedsiębiorstwem energetycznym umowy sprzedaży ciepła dostarczanego do lokalu,
- w umowach sprzedaży paliwa gazowego: zawarcie w umowie zasady obowiązującej w tzw. kontrakcie jamalskim, tj. zasady „bierz lub płać”,

c) nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych; we wszystkich zakończonych w 2002 r. postępowaniach uznano, że wstrzymanie dostaw było nieuzasadnione.

Stronami wnoszącymi o rozstrzygnięcie spraw spornych w większości są osoby fizyczne, które są stronami słabszymi w porównaniu z przedsiębiorstwami energetycznymi; osoby te liczą, że prowadzone przez Prezesa URE postępowanie pozwoli im na uzyskanie w negocjacjach pozycji równej z pozycją przedsiębiorstwa energetycznego. Analiza rozstrzygnięć, które zapadły w sprawach spornych, wskazuje, że w zakończonych postępowaniach nie zawsze zostały uwzględnione wszystkie żądania wnioskodawców. Działo się tak, gdy żądania te były niezgodne z przepisami obowiązującego prawa. W trakcie rozstrzygania spraw spornych praktyką oddziału stało się organizowanie spotkań stron postępowania, co miało na celu przedstawienie obowiązujących przepisów prawa oraz praktycznych rozwiązań pojawiających się problemów. W wyniku takich spotkań strony często podejmowały negocjacje na nowo, jeśli przebieg

uprzednich nie doprowadził do zawarcia umowy, i zawierały na zasadzie konsensusu umowy bez ingerencji Prezesa URE.

Od wydanych w oddziale w 2002 r. decyzji w sprawach spornych strony postępowania wniosły 11 odwołań. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, rozpatrując te odwołania, 5 z nich odrzucił, natomiast 5 nie zostało jeszcze rozpatrzonych. Rozpatrując z kolei w 2002 r. odwołania od decyzji wydanych w 2001 r., Sąd ten oddalił 8 odwołań, a 1 decyzję zmienił w całości.

W toku prowadzonych postępowania zostało wydane w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne jedno postanowienie, o odmowie wydania postanowienia nakazującego podjęcie i kontynuowanie dostaw energii elektrycznej. Przesłanką do wydania postanowienia odmownego był fakt, że odbiorca żądający w październiku 2002 r. wydania postanowienia dotyczącego kontynuowania dostaw nie uiszczał należności za dostarczoną energię elektryczną od początku roku.

Rok 2002 był kolejnym rokiem, w którym do oddziału wpłynęła duża liczba wniosków, skarg oraz próśb (łącznie 151), w których wnioskodawcy nie ubiegali się o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu w ramach art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, ale o pomoc czy poradę prawną, ewentualnie przesyłali do wiadomości Prezesa URE pisma adresowane do przedsiębiorstw energetycznych. Struktura tych pism przedstawia się następująco:

- 14 wniosków to próśby o udzielenie porady prawnej z zakresu Prawa energetycznego,
- 22 pisma przesłano do wiadomości urzędu,
- 115 wniosków dotyczyło skarg na działania przedsiębiorstw:
 - elektroenergetycznych – w ich wypadku skargi te wiązały się m.in. z wysokością opłat za dostarczoną energię elektryczną, przebiegiem sieci elektroenergetycznej, rozliczeniem kosztów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, wysokością opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej, standardami jakościowymi dostawy energii elektrycznej (78),
 - ciepłowniczych – w ich wypadku skargi były związane m.in. z wysokością opłat za dostarczone ciepło, standardami jakościowymi obsługi odbiorców, bezprawnym działaniem przedsiębiorstw (26),
 - gazowniczych (Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA w Warszawie) – tu skargi dotyczyły spraw nielegalnego poboru paliw gazowych i rachunków za otrzymane paliwo gazowe (11).

W większości przypadków do przygotowania odpowiedzi na wniosek, skargę lub prośbę konieczne było uzyskanie od przedsiębiorstw energetycznych, na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, szczegółowych informacji. Po ich uzyskaniu na wymienione pisma udzielane były odpowiedzi zawierające obszernie wyjaśnienia, w których wskazywano obowiązki ciążące na przedsiębiorstwach energetycznych

nych oraz drogę dalszego możliwego postępowania mającego na celu wyegzekwowanie przysługujących odbiorcom praw, do ochrony których Prezes URE nie był organem właściwym.

Analiza skarg złożonych w Oddziale Centralnym na działalność przedsiębiorstw energetycznych pozwala wyodrębnić następujące przyczyny ich składania:

- wzrost opłat za ciepło; z reguły skargi dotyczyły zmiany sposobu ustalania ilości ciepła zużytego w poszczególnych budynkach zasilanych z grupowego węzła cieplnego – w takich wypadkach odbiorcy ciepła zwracali się z prośbą o sprawdzenie prawidłowości rozliczeń,
- wysokości opłat za ciepło dla indywidualnych odbiorców w lokalu, naliczonych przez zarządzającego budynkiem lub właściciela budynku; wnioski te były zwracane odbiorcom z wyjaśnieniem, iż Prezes URE nie jest organem właściwym w przedstawionych sprawach, a pomoc może zostać udzielona przez właściwego miejscowo powiatowego rzecznika konsumentów,
- korekta opłaty za przyłączenie nieruchomości do sieci elektroenergetycznej, w sytuacji gdy umowa o przyłączenie została wypełniona,
- aktualizowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne umów sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, co wynikało z konieczności ich dostosowania do obowiązujących przepisów prawa.

1.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Monitorowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej odbywało się w zależności od upływu terminu wykonania poszczególnych warunków określonych w koncesjach – na bieżąco, w toku rozpatrywania skarg wpływających do oddziału od odbiorców, a także w trakcie rozpatrywania wniosków o zatwierdzanie taryf dla ciepła. Oddział Centralny w 12 przypadkach stwierdził naruszenie przez przedsiębiorstwa warunków zawartych w posiadanych przez nie koncesjach. Naruszenia te polegały na:

- nienadesłaniu w terminie do 15 kwietnia 2002 r. sprawozdania z wypełnienia w 2001 r. warunków zawartych w koncesjach,
- niewypełnieniu w terminie warunków dotyczących opomiarowania węzłów cieplnych, zmniejszenia ubytków wody sieciowej,
- nieopracowaniu w terminie programu własnych działań zmierzających do obniżenia obciążenia środowiska.

W przedmiotowych sprawach nałożono 7 kar pieniężnych.

b) parametry jakościowe dostaw

W pierwszym półroczu 2002 r. w Oddziale Centralnym przeprowadzono 2 kontrole o charakterze interwencyjnym, dotyczące parametrów jakościowych

dostaw energii elektrycznej dostarczanej przez 2 spółki dystrybucyjne. W obu przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne w swych działaniach nie naruszały przepisów obowiązującego prawa.

c) prawidłowość stosowania taryf

Monitoring prawidłowości stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzony jest w sposób ciągły – m.in. w toku postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf, rozstrzygania spraw spornych, a także na skutek skarg odbiorców.

Od odbiorców wpłynęło 25 skarg dotyczących stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne cen i stawek opłat (2 dotyczyły opłat za gaz, 10 – opłat za energię elektryczną, 13 – opłat za ciepło). W większości przypadków przedsiębiorstwa energetyczne stosowały ceny i stawki opłat zatwierdzone w taryfie, jednakże 4 przedsiębiorstwa naruszyły postanowienia art. 47 Prawa energetycznego, stosując ceny i stawki opłat, nie wypełniwszy uprzednio obowiązku ich przedstawienia do zatwierdzenia przez Prezesa URE. W tych 4 przypadkach wszczęto postępowania w sprawie nałożenia kar pieniężnych (2 z nich nie zostały zakończone w 2002 r.; w 2 przypadkach wymierzono kary pieniężne).

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W 4 przedsiębiorstwach przeprowadzono kontrole kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji. W jednym przypadku nie stwierdzono uchybień, jednak w 3 przedsiębiorstwach ujawniono nieprawidłowości polegające na zatrudnianiu osób, które nie posiadały wymaganych kwalifikacji. Po przeprowadzonej kontroli nieprawidłowości zostały usunięte. Na 3 przedsiębiorstwa nałożono karę pieniężną (1 postępowanie zostało rozpoczęte jeszcze w 2001 r.).

e) utrzymywanie zapasów paliw

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła, w ramach działań monitorujących realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw, wzywano przedsiębiorstwa energetyczne do przedstawiania informacji w tym zakresie. Na podstawie nadesłanych wyjaśnień ustalono, że poziom zapasów zgromadzony przez 3 przedsiębiorstwa budził wątpliwości. O przypadkach tych poinformowano odpowiednią komórkę organizacyjną URE, do kompetencji której należy kontrola obowiązku utrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zapasów paliw.

f) standardy jakościowe obsługi odbiorców

Przeprowadzone zostały 2 kontrole w siedzibach przedsiębiorstw energetycznych (w 1 przedsiębiorstwie ciepłowniczym oraz w 1 przedsiębiorstwie elektroenergetycznym). Przedmiotem kontroli było przestrzeganie warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji oraz dotrzymywanie stan-

dardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie dostarczania ciepła i energii elektrycznej. W ramach kontroli przeprowadzonych w tych przedsiębiorstwach energetycznych nie stwierdzono uchybień.

1.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W 2002 r. wydano 20 decyzji w sprawie kar pieniężnych dla przedsiębiorstw: 12 decyzji o nałożeniu kar pieniężnych, 4 decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary oraz 4 decyzje o umorzeniu postępowania.

Przesłankami do wszczynania postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kar pieniężnych były własne działania kontrolne oddziału oraz informacje nadsyłane przez przedsiębiorstwa energetyczne w toku postępowań taryfowych.

Kary pieniężne nakładane były na przedsiębiorstwa energetyczne (nie korzystano z możliwości ukarania także kierowników przedsiębiorstw energetycznych). Ukaranie przedsiębiorstw energetycznych było konsekwencją następujących naruszeń przepisów prawa:

- nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (7 kar),
- zatrudniania osób bez wymaganych ustawą – Prawo energetyczne kwalifikacji (3 kary),
- stosowanie cen i stawek opłat bez przestrzegania obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE, o czym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne (2 kary).

Od powyższych decyzji zostały wniesione 4 odwołania, których Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów jeszcze nie rozpatrzył. Sąd w 2002 r. rozpatrzył natomiast 2 odwołania od decyzji o nałożeniu kar pieniężnych, które to decyzje zostały wydane w 2001 r. W obu przypadkach odwołania zostały oddalone.

1.4. Pozostała działalność oddziału

1.4.1. *Udział w rozwiązywaniu konfliktów i zapobieganie sytuacjom kryzysowym na lokalnych rynkach energii*

W 2002 r. pojawiło się nowe, dotychczas niewystępujące zjawisko związane z dostarczaniem ciepła i energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne. Dotyczy ono przedsiębiorstw energetycznych postawionych w stan upadłości. W takim przypadku syndyk obejmuje z mocy samego prawa majątek upadłego przedsiębiorstwa, zarządza tym majątkiem i przeprowadza jego likwidację. Istotne jest, że przepisy Prawa upadłościowego – w przypadku postępowania sądowego – mają pierwszeństwo przed przepisami Prawa energetycznego. Istotne jest również to, że podstawowym zadaniem syndyka jest zaspokojenie wierzycieli przedsiębiorstwa oraz jego likwidacja, a nie prowadzenie działalności polegającej na zaopatrzeniu odbiorców w ciepło czy energię elektryczną. W sytuacji gdy działalność ta przynosi stratę, syndyk masy upadłościowej działa na rzecz zaprzestania jej prowadzenia.

Sytuacje takie zaistniały w Pionkach oraz w Radomiu.

W Pionkach syndycy zarządzający masą upadłościową dwóch przedsiębiorstw energetycznych (jedno przedsiębiorstwo wytwarzało, przesyłało i dystrybuowało ciepło, a drugie wytwarzało, przesyłało i dystrybuowało energię elektryczną) uznali, że działalność ta przynosi stratę, dlatego też powiadomili (z wyprzedzeniem) odbiorców o jej zakończeniu oraz wypowiedzieli umowy sprzedaży ciepła i energii elektrycznej. Odbiorcy energii elektrycznej wystąpili do Prezesa URE z wnioskami o wskazanie, w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa znajdującego się w stanie upadłości jako dostawcy energii elektrycznej. W tych okolicznościach wezwano Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA (spółka dystrybucyjna prowadząca działalność na terenie Pionek) do przedstawienia informacji na temat możliwości dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, którym syndyk wypowiedział umowy sprzedaży. Spółka poinformowała o podjętych przez nią negocjacjach dotyczących przyjęcia majątku upadłego przedsiębiorstwa energetycznego i dostarczania energii elektrycznej do tych odbiorców.

Ponadto w trosce o zaopatrzenie w ciepło mieszkańców Pionek, Prezes URE doprowadził do współdziałania przedstawicieli odbiorców, władz samorządowych, syndyka, przedstawicieli oddziału oraz Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii przy Prezesie URE, w następstwie czego syndyk zawarł umowę dzierżawy urządzeń służących do wytwarzania oraz przesyłania ciepła do odbiorców z podmiotem wyłonionym w drodze przetargu. Podmiot ten w odpowiednim czasie uzyskał koncesję oraz taryfę, niezbędne do podjęcia i prowadzenia działalności.

Z kolei w Radomiu doszło do zagrożenia ciągłości dostaw ciepła w sezonie grzewczym 2002/2003 w wyniku braku pomiędzy wytwórcą ciepła a jego dystrybutorem porozumienia dotyczącego warunków umowy kupna-sprzedaży ciepła. Działania oddziału w tym przypadku polegały na zobligowaniu obu przedsiębiorstw energetycznych oraz władz samorządu terytorialnego Radomia do realizacji ciężących na nich i wynikających z obowiązujących przepisów prawa obowiązków zaopatrzenia odbiorców w ciepło. Syndyk (wytwarzający ciepło) i przedsiębiorstwo energetyczne (dystrybuujące ciepło) uzgodnili ostatecznie warunki dalszej współpracy.

Analiza opisanych powyżej działań oddziału nasuwa następujący wniosek: pomimo że Prezes URE nie posiada uprawnień do regulowania działalności syndyków masy upadłościowej, to podejmowane przez oddział interwencje i działania o charakterze mediacyjnym zmierzające do utrzymania ciągłości dostaw energii dla odbiorców – bądź to przez syndyków, bądź też przez podmioty przejmujące (dzierżawiące, nabywające) majątek upadłych przedsiębiorstw – przynoszą pozytywne efekty. Dlatego też działania takie, o ile zaist-

nieje taka konieczność, będą przez oddział podejmowane również w przyszłości.

1.4.2. Współpraca z odbiorcami, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz samorządami lokalnymi

Pracownicy oddziału na bieżąco udzielali informacji związanych nie tylko z Prawem energetycznym, ale również z aktami prawnymi mającymi bezpośredni lub pośredni z nim związek, tj. z ustawą o własności lokali, Prawem spółdzielczym, Kodeksem cywilnym oraz Prawem budowlanym. Najczęściej z tego typu porad korzystali mieszkańcy lokali w budynkach wielorodzinnych oraz zarządy wspólnot mieszkaniowych. Ponadto otrzymane w trakcie takich rozmów informacje niejednokrotnie stały się przyczyną podjęcia przez oddział postępowań wyjaśniających. Zdarzało się też, że poinformowane w wyniku takich rozmów osoby składały wnioski o wszczęcie przez Prezesa URE postępowania administracyjnego w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego.

Rok 2002 był kolejnym rokiem działania w Oddziale Centralnym URE punktu konsultacyjnego powołanego do współpracy z samorządami lokalnymi w zakresie udzielania informacji na temat stosowania Prawa energetycznego.

1.4.3. Współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów prowadzona była głównie w zakresie spraw spornych. W większości przypadków współpraca polegała na wymianie informacji dotyczących prowadzonych przez oddział lub Delegaturę Warszawską UOKiK postępowań wyjaśniających i administracyjnych.

1.4.4. Współpraca z rzecznikami konsumentów

Współpraca z powiatowymi rzecznikami konsumentów w 2002 r. polegała na:

- bieżącym informowaniu ich na temat przepisów Prawa energetycznego i związanych z sektorem rozporządzeń wykonawczych,
- uzyskiwaniu (w przypadkach planowanego przez dane przedsiębiorstwo wysokiego wzrostu cen), w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła, opinii właściwego miejscowo rzecznika konsumentów o sytuacji na lokalnym rynku ciepła oraz o skali dotychczasowych skarg odbiorców na poziom cen ciepła,
- przygotowywaniu odpowiednich materiałów do biuletynów Stowarzyszenia Konsumentów Polskich, które są rozsyłane do wszystkich rzeczników konsumentów w Polsce, w tym także poradników dla odbiorców,
- działaniu w oddziale punktu konsultacyjnego dla miejskich i powiatowych rzeczników konsumentów; w ramach tych konsultacji omawiana była kwestia wysokości i sposobu ustalenia ceny centralnego

ogrzewania w lokalach w budynkach wielorodzinnych oraz odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej za szkody spowodowane dostarczaniem energii o niewłaściwych parametrach.

2. Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie

Zasięg terytorialny Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Szczecinie obejmuje obszar województwa zachodniopomorskiego i lubuskiego – łącznie 28 powiatów i 197 gmin, w tym 5 gmin o statusie miasta na prawach powiatu.

Na 31 grudnia 2002 r. w Północno-Zachodnim Oddziale Terenowym zatrudnionych było 14 osób, w tym: 13 z wykształceniem wyższym oraz 1 z wykształceniem średnim (w trakcie kończenia studiów).

Funkcję dyrektora oddziału od 3 stycznia 2000 r. pełni Witold Kępa.

2.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Od początku koncesjonowania do 31 grudnia 2002 r. w obrębie zasięgu terytorialnego Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego URE w Szczecinie zostało udzielonych łącznie 366 koncesji dla 247 przedsiębiorstw energetycznych. Koncesje dotyczyły działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło (164 koncesje dla 83 przedsiębiorstw oraz 3 promesy), energię elektryczną (33 koncesje dla 18 firm), paliwa gazowe (4 koncesje dla 2 przedsiębiorstw) oraz paliwa ciekłe (162 koncesje dla 144 firm).

Na terenie województwa zachodniopomorskiego i lubuskiego działają 83 koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, w których łączna zainstalowana moc cieplna wynosi 4 684 MW. Zaopatrzeniem w energię elektryczną zajmuje się 18 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych.

Do największych producentów energii elektrycznej i ciepła oraz dystrybutorów ciepła należą przedsiębiorstwa (dane za 2002 r.):

1. Zespół Elektrowni „Dolna Odra” SA w Nowym Czarnowie:
 - ciepło sprzedane – 5 194 141 GJ,
 - zamówiona moc cieplna – 473,21 MW,
 - energia elektryczna sprzedana – 5 756 GWh;
2. Elektrociepłownia „Gorzów” SA w Gorzowie Wielkopolskim:
 - ciepło sprzedane – 1 731 881 GJ,
 - zamówiona moc cieplna – 186,13 MW,
 - energia elektryczna sprzedana – 664,7 GWh;
3. Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA w Zielonej Górze:
 - ciepło sprzedane – 1 598 945 GJ,

- zamówiona moc cieplna – 234,14 MW,
 - energia elektryczna sprzedana – 80,34 GWh;
4. Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Szczecinie:
 - ciepło wytworzone – 794 057 GJ,
 - ciepło sprzedane – 4 863 737 GJ,
 - zamówiona moc cieplna – 668,503 MW;
 5. Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie:
 - ciepło sprzedane – 1 254 451 GJ,
 - zamówiona moc cieplna – 172,51 MW;
 6. Zakład Energoelektryczny „Energo-Stil” Sp. z o.o. w Gorzowie Wielkopolskim:
 - ciepło sprzedane – 619 359 GJ,
 - zamówiona moc cieplna – 76,5 MW;
 7. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Zielonej Górze:
 - ciepło sprzedane – 688 785 GJ,
 - zamówiona moc cieplna – 93 MW;
 8. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gorzowie Wielkopolskim:
 - ciepło wytworzone – 547 888 GJ,
 - ciepło sprzedane – 1 066 114 GJ,
 - zamówiona moc cieplna – 150,88 MW.

Na terenie obu województw do końca 2002 r. działały 4 spółki dystrybuujące energię elektryczną: Energetyka Szczecińska SA w Szczecinie, Zakład Energetyczny „Koszalin” SA w Koszalinie, Zakład Energetyczny „Gorzów” SA w Gorzowie Wielkopolskim oraz Zielonogórskie Zakłady Energetyczne SA w Zielonej Górze. Podstawowe dane dotyczące działalności koncesjonowanej tych spółek przedstawiono w tabeli 3.

Od 1 stycznia 2003 r. Energetyka Szczecińska SA, Zakład Energetyczny „Gorzów” SA i Zielonogórskie Zakłady Energetyczne SA wraz z Energetyką Poznańską SA i Zakładem Energetycznym „Bydgoszcz” SA weszły w skład Grupy Energetycznej P-5 „Grupa Energetyczna Enea SA”. Grupa ta obejmuje swym działaniem 18,6% obszaru kraju, ma 14,43% udziału w rynku sprzedaży energii i 14,6% ogólnej liczby odbiorców.

Aktualnie w zasięgu terytorialnym oddziału funkcjonuje 107 niekonwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej 80,3 MW. Jest to 6 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 48,4 MW, 7 elektrowni na biogaz

o mocy 2,4 MW oraz 94 elektrownie wodne o mocy 29,50 MW.

Działające w miejscowości Pyrzyce przedsiębiorstwo „Geotermia Pyrzyce”, wykorzystujące do produkcji ciepła energię wód termalnych oraz gazu ziemnego, sprzedało w 2002 r. 120 000 GJ ciepła. Ponadto w miejscowości Stargard Szczeciński rozpoczęto budowę źródła geotermalnego o mocy 10 MW. Przewidywany termin jego uruchomienia to 2003 r.

Działalność związana z zaopatrzeniem odbiorców w gaz prowadzona była w 2002 r. przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w Warszawie za pośrednictwem zakładów gazowniczych w Szczecinie i Koszalinie oraz w Zgorzelcu i Poznaniu. Po przeprowadzonej restrukturyzacji PGNiG SA zakłady gazownicze w Szczecinie, Koszalinie oraz Poznaniu zostały połączone w jedną spółkę dystrybucyjną: Wielkopolską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, a zakłady gazownicze w Zgorzelcu, we Wrocławiu i Wałbrzychu stworzyły Dolnośląską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu.

Ponadto przesyłem i dystrybucją gazu na terenie województwa zachodniopomorskiego zajmują się 2 przedsiębiorstwa koncesjonowane: KB-Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o. w Szczecinie oraz PPU „Petrico” Sp. z o.o. w Karlinie.

2.2. Działalność regulacyjna

2.2.1. Koncesjonowanie

W 2002 r. Północno-Zachodni Oddział Terenowy URE w Szczecinie wydał 52 decyzje koncesyjne, w tym:

- 7 decyzji koncesyjnych o udzieleniu nowych koncesji przedsiębiorcom: PCE EUDO Sp. z o.o. w Świnoujściu w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, Spółce Jawnej „Jar-Pol” w Kołobrzegu w zakresie wytwarzania ciepła, Spółdzielni Mieszkaniowej „Wichrowe Wzgórze” w Resku w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz Zelgaz Sp. z o.o. w Zielonej Górze w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem,
- 35 decyzji o zmianie warunków koncesji dla 23 przedsiębiorstw energetycznych,

Tabela 3. Działalność 4 podstawowych spółek dystrybucyjnych

Nazwa spółki	Obszar działania	Liczba odbiorców	Sprzedaż energii ogółem	Zakup energii elektrycznej ze źródeł	
				odnawialnych	w skojarzeniu
				km ²	szt.
Energetyka Szczecińska SA	9 982	404 231	2 505	29,36	261,67
Zakład Energetyczny „Koszalin” SA	8 470	211 077	1 325	39,43	0,00
Zielonogórskie Zakłady Energetyczne SA	8 868	270 766	1 649	41,28	80,30
Zakład Energetyczny „Gorzów” SA	8 484	210 202	1 169	29,32	0,00
Razem	35 804	1 096 276	6 647	139,39	341,97

- 2 decyzje o uchyleniu koncesji Enter Sp. z o.o. w Gorzowie Wielkopolskim w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła,
- 1 decyzję o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania – chodzi o Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „Remoterm” w Zielonej Górze,
- 4 promesy koncesji: Elektrociepłowni „Zielona Góra” SA w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, Przedsiębiorstwu Projektowo-Usługowemu „Hydronika” w Koszalinie w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła,
- 3 decyzje o cofnięciu koncesji: Zakładowi Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Recz w zakresie obrotu ciepłem oraz Nadodrzańskiemu Przedsiębiorstwu Budownictwa Ogólnego SA w Szczecinie w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem.

Ogółem wg stanu na 31 grudnia 2002 r. w obrębie zasięgu terytorialnego oddziału działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło prowadzą 83 koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne. Od początku koncesjonowania wydano 164 koncesje, w tym: 79 koncesji na wytwarzanie ciepła, 69 koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 16 koncesji na obrót ciepłem.

2.2.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Do 31 grudnia 2002 r. spośród 83 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych zatwierdzone taryfy dla ciepła posiadały 72 przedsiębiorstwa. Moc zainstalowana w tych firmach wynosi 4 595 MW, co stanowi 98,1% mocy wszystkich 83 przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność koncesjonowaną na terenie oddziału (4 684 MW).

W wypadku 3 przedsiębiorstw energetycznych, których wnioski o zatwierdzenie pierwszych taryf były w trakcie rozpatrywania, moc zainstalowana wyniosła

17 MW, co stanowi 0,4% mocy wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Na 31 grudnia 2002 r. 8 przedsiębiorstw energetycznych (72 MW mocy zainstalowanej, tj. 1,5% mocy wszystkich 83 koncesjonariuszy) nie posiadało zatwierdzonej taryfy dla ciepła, z czego:

- 5 przedsiębiorstw nie prowadzi działalności koncesjonowanej, określonej wymogami ustawy – Prawo energetyczne (nie sprzedaje ciepła, a zamówiona moc cieplna jest niższa niż 1 MW),
- 2 przedsiębiorstwa otrzymały koncesje w grudniu 2002 r.,
- 1 przedsiębiorstwo zostało wezwane do przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

W 2002 r. w oddziale zostało zatwierdzonych 47 taryf dla ciepła, w tym:

- 9 pierwszych (3 w województwie zachodniopomorskim i 6 w województwie lubuskim),
- 3 drugie (1 w województwie zachodniopomorskim i 2 w województwie lubuskim),
- 27 trzecich (20 w województwie zachodniopomorskim i 7 w województwie lubuskim),
- 8 czwartych (5 w województwie zachodniopomorskim i 3 w województwie lubuskim).

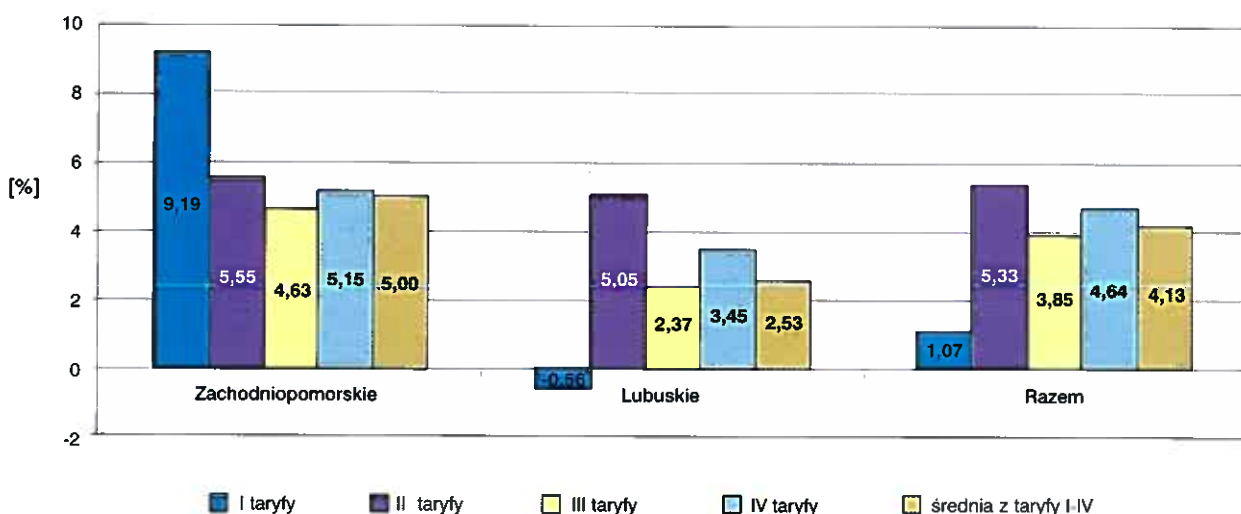
Średni wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat w 2002 r., przy uwzględnieniu przewidywanych przychodów ze sprzedaży ciepła dla przedsiębiorstw w ww. zatwierdzonych taryfach dla ciepła, wynosi 4,13%, w tym:

- w województwie zachodniopomorskim 5%,
- w województwie lubuskim 2,53%.

Dla poszczególnych taryf wzrosty przedstawiają się następująco:

- pierwsze taryfy dla ciepła – wzrost o 1,07% (w tym:

Rysunek 3. Średni wzrost cen i stawek opłat uwzględniający przewidywane przychody ze sprzedaży ciepła w zatwierdzonych w 2002 r. taryfach dla ciepła (w %)



- w województwie zachodniopomorskim 9,19%, a w województwie lubuskim (-)0,56%),
- drugie taryfy dla ciepła – wzrost o 5,33% (w tym: w województwie zachodniopomorskim 5,55%, a w województwie lubuskim 5,05%),
 - trzecie taryfy dla ciepła – wzrost o 3,85% (w tym: w województwie zachodniopomorskim 4,63%, a w województwie lubuskim 2,37%),
 - czwarte taryfy dla ciepła – wzrost o 4,64% (w tym: w województwie zachodniopomorskim 5,15%, a w województwie lubuskim 3,45%).
- Szczegółowe dane prezentuje rysunek 3.

47 przedsiębiorstw energetycznych, którym zatwierdzono taryfę dla ciepła w 2002 r., sprzedało ogółem 18 872 034 GJ, z czego aż 54,80% (10 341 839 GJ) przypada na 4 firmy (Zespół Elektrowni „Dolna Odra” SA, Elektrociepłownia „Gorzów” SA, Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA i Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Koszalinie). Podstawowym paliwem stosowanym w tych przedsiębiorstwach jest miał węgla kamiennego.

W roku 2002 odnotowano spadek mocy zamawianej przez odbiorców ciepła, wynikający m.in. z prowadzonych przez nich działań modernizacyjno-oszczędnościowych. W przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono taryfę ogólną, odbiorcy zmniejszyli wartość mocy zamówionej o ok. 4%.

Średnioważona wskaźnikowa cena ciepła w zakresie wytwarzania ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w 2002 r. taryf dla ciepła, wynosi 27,83 zł/GJ, w tym: dla województwa zachodniopomorskiego 27,14 zł/GJ, a dla województwa lubuskiego 29,11 zł/GJ. W podziale na

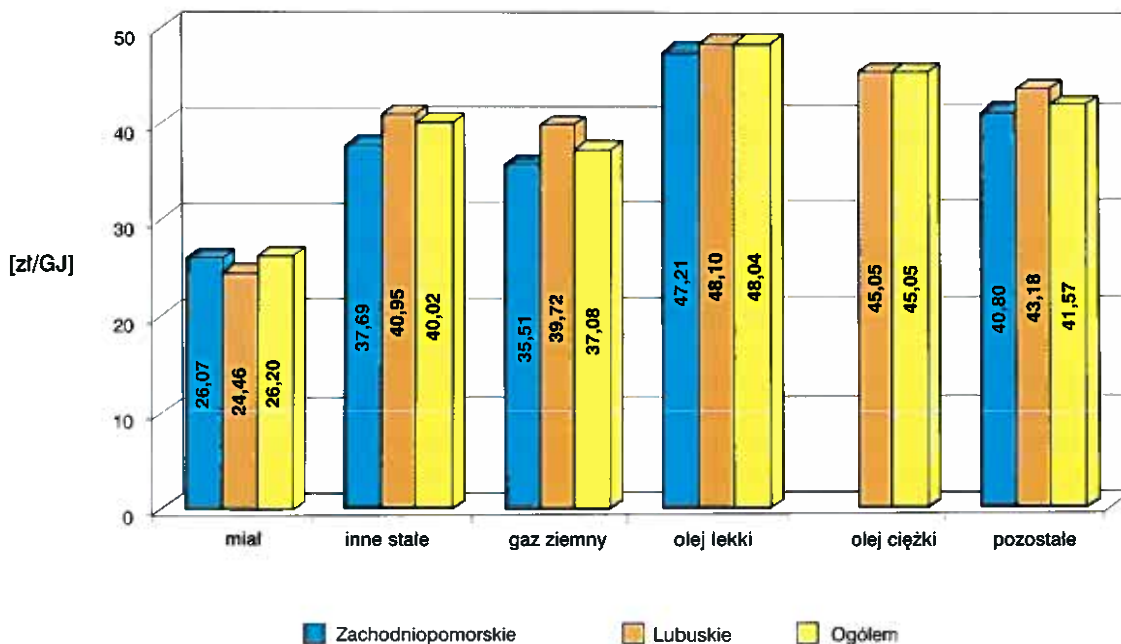
rodzaj stosowanego paliwa, średnie ceny wskaźnikowe ciepła kształtują się następująco:

- miał węgla kamiennego – 26,20 zł/GJ (w tym: w województwie zachodniopomorskim 26,07 zł/GJ, a w województwie lubuskim 26,46 zł/GJ),
- inne paliwa stałe – 40,02 zł/GJ (w tym: w województwie zachodniopomorskim 37,69 zł/GJ, a w województwie lubuskim 40,95 zł/GJ),
- gaz ziemny 37,08 zł/GJ (w tym: w województwie zachodniopomorskim 35,51 zł/GJ, a w województwie lubuskim 39,72 zł/GJ),
- olej opałowy lekki – 48,04 zł/GJ (w tym: w województwie zachodniopomorskim 47,21 zł/GJ, a w województwie lubuskim 48,10 zł/GJ),
- olej opałowy ciężki – 45,05 zł/GJ (województwo lubuskie),
- pozostałe paliwa – 41,57 zł/GJ (w tym: w województwie zachodniopomorskim 40,80 zł/GJ, a w województwie lubuskim 43,18 zł/GJ).

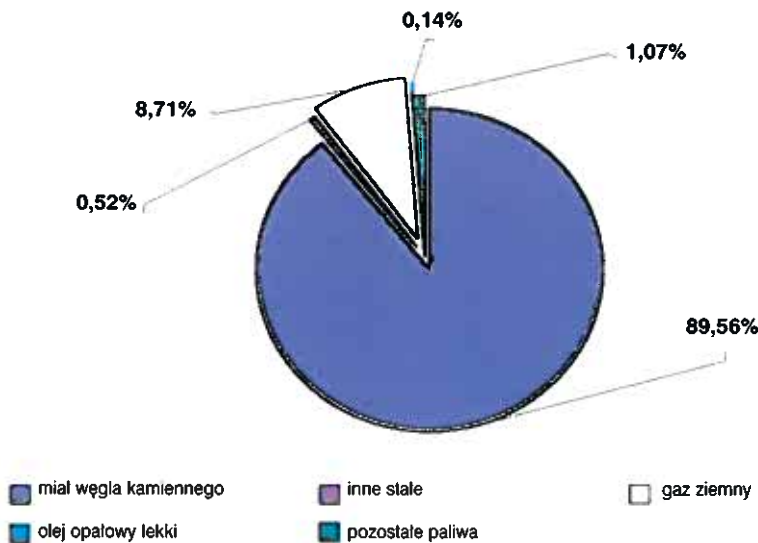
Powyższe dane przedstawia rysunek 4.

Ceny w zakresie wytwarzania ciepła wzrosły średnio o 2,47% (2,87% dla województwa zachodniopomorskiego i 1,78% dla województwa lubuskiego). Gdy uwzględnimy rodzaj stosowanego przez przedsiębiorstwa energetyczne paliwa, to okaże się, że w wypadku źródeł opalanych olejem opałowym ciężkim został odnotowany spadek cen o 3,90%, natomiast najwyższy wzrost cen wystąpił w wypadku źródeł opalanych olejem opałowym lekkim (8,56%). Jeśli chodzi o źródła opalane węglem kamiennym, to przy sprzedaży 16 467 296 GJ (87,26% całkowitej sprzedaży ciepła) wzrost wyniósł 2,54%.

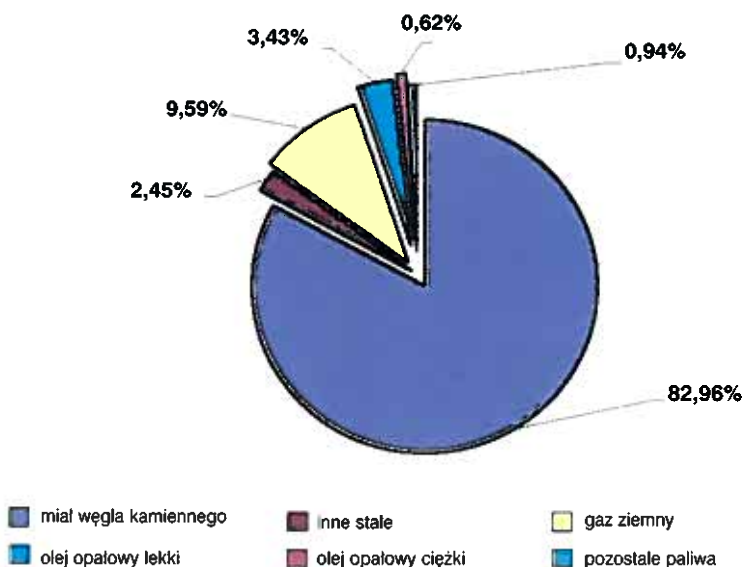
Rysunek 4. Średnie wskaźnikowe ceny ciepła w zł/GJ w wypadku paliwa podstawowego



Rysunek 5. Udział paliwa podstawowego w sprzedaży ciepła w województwie zachodniopomorskim



Rysunek 6. Udział paliwa podstawowego w sprzedaży ciepła w województwie lubuskim



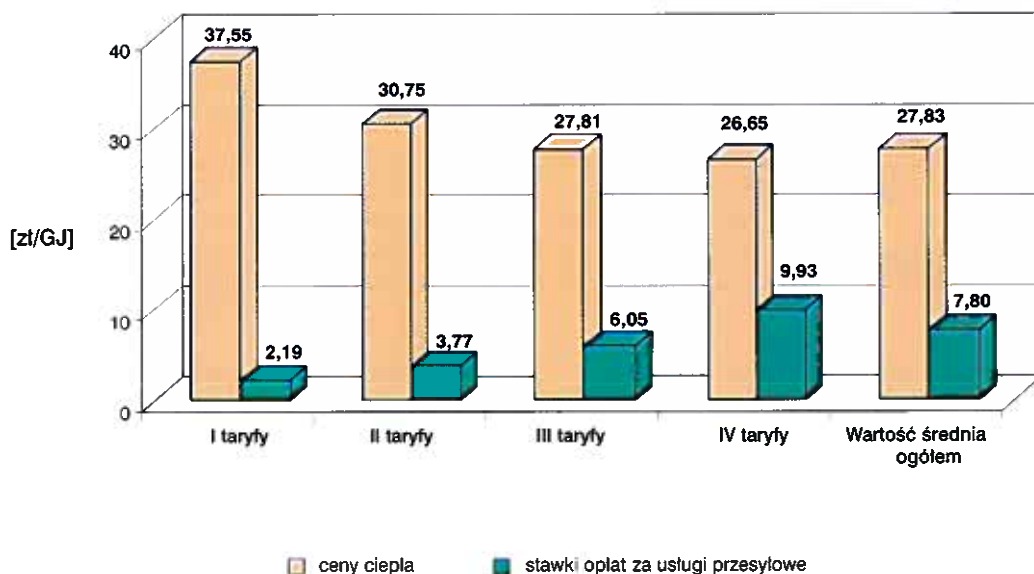
Udział poszczególnych rodzajów paliwa podstawowego w sprzedaży ciepła w 2002 r. w województwie zachodniopomorskim i lubuskim przedstawiają rysunki 5 i 6.

Średnioważona wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, wynikająca z zatwierdzonych w 2002 r. taryf, wynosi 7,80 zł/GJ, w tym: dla województwa zachodniopomorskiego 8,42 zł/GJ, a dla województwa lubuskiego 6,61 zł/GJ. Średni wzrost stawek opłat za usługi przesyłowe w odniesieniu do stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł 10,96% (13,03% dla województwa zachodniopomorskiego i 6,26% dla województwa lubuskiego).

Graficzne przedstawienie wskaźnikowych cen ciepła oraz wskaźnikowych stawek opłat za usługi przesyłowe w poszczególnych taryfach prezentuje rysunek 7.

Należy podkreślić, że ostateczne wzrosty opłat za ciepło w przypadku niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych są niższe od tych proponowanych przez te przedsiębiorstwa w pierwszych wersjach wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Proponowany pierwotnie średni arytmetyczny wzrost cen i stawek opłat w stosunku do cen ostatnio stosowanych wyniósł 10,62%. Weryfikacja kosztów przyjmowanych przez te przedsiębiorstwa jako uzasadnione, potrzebnych do ustalenia cen i stawek opłat prowadziła do zmniejszenia

Rysunek 7. Średnie wskaźnikowe ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe zatwierdzone w 2002 r.



tych kosztów, a w konsekwencji do obniżenia cen i stawek opłat dla odbiorców końcowych do poziomu 4,13%. Weryfikacja 47 wniosków taryfowych spowodowała w konsekwencji zmniejszenie o kwotę 18,2 mln zł sumy opłat za ciepło, które to opłaty musieliby ponieść odbiorcy ciepła. Oznacza to niższe o ok. 3 punkty procentowe wydatki odbiorców na zakup ciepła.

W stosunku do 3 przedsiębiorstw energetycznych wydane zostały decyzje odmowne zatwierdzenia taryfy dla ciepła, ze względu na zawyżone zaplanowane koszty stanowiące podstawę bazowych cen i stawek opłat. Dwie ze wspomnianych wyżej firm złożyły nowe, skorygowane wnioski, po czym jedna z nich uzyskała decyzję o zatwierdzeniu taryfy, a wniosek drugiej został umorzony (nastąpiło rozwiązanie umowy na dostawę ciepła z jedynym jego odbiorcą), natomiast trzecia firma otrzymała decyzję odmowną z końcem 2002 r.

Ponadto w 2002 r. zostało wydanych:

- 21 decyzji o przedłużeniu obowiązywania poprzednio zatwierdzonych taryf dla ciepła,
- 2 decyzje o zmianie uprzednio zatwierdzonych taryf dla ciepła, uwzględniające dokonane w koncesjach zmiany (rozszerzenie taryfy o nowe grupy odbiorców),
- 3 decyzje o skróceniu okresu obowiązywania dotychczasowych taryf dla ciepła,
- 7 decyzji o umorzeniu postępowań administracyjnych, w tym:
 - 4 decyzje dotyczące zatwierdzenia taryf dla ciepła,
 - 3 decyzje dotyczące zmian taryf dla ciepła,
- 2 decyzje o odmowie zatwierdzenia zmian w dotychczas obowiązujących taryfach dla ciepła.

Na koniec grudnia 2002 r. w stosunku do 4 przedsiębiorstw energetycznych toczyły się postępowania administracyjne dotyczące zatwierdzenia taryf dla ciepła (3 pierwsze taryfy i 1 trzecia taryfa).

2.2.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem

W 2002 r. oddział rozpatrywał również kolejne (czwarte) wnioski o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z ciepłem w odniesieniu do 2 przedsiębiorstw energetycznych: Elektrociepłowni „Zielona Góra” SA i Zespołu Elektrowni „Dolna Odra” SA (Elektrownia Szczecin). Łączna ilość sprzedanego ciepła wytwarzanego w skojarzeniu z energią elektryczną w tych przedsiębiorstwach wyniosła 3 697 141 GJ, przy łącznej sprzedaży energii elektrycznej w wysokości 338 052 MWh. Weryfikacja przedstawionych taryf dla układów skojarzonych przyczyniła się do obniżenia wynikającego z opłat obciążenia dla odbiorców energii elektrycznej o kwotę 16,7 mln zł.

2.2.4. Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych i jej wpływ na ceny i stawki opłat

Struktura przedsiębiorstw posiadających koncesje na prowadzenie działalności ciepłowniczej według stanu na 31 grudnia 2002 r. pokazuje, iż dominującym właścicielem firm są samorządy miast i gmin (dotyczy to 38 firm, stanowiących 45,80% ogółu przedsiębiorstw koncesjonowanych). Z kolei w wypadku 45 przedsiębiorstw ciepłowniczych funkcjonują zróżnicowane formy własności: od jednoosobowych spółek Skarbu Państwa, poprzez spółki z mieszanym udziałem zarówno kapitału krajowego, jak i zagranicznego, do przedsiębiorstw osób prywatnych.

Analiza cen i stawek opłat w zatwierdzonych w 2002 r. taryfach 47 przedsiębiorstw ciepłowniczych w zależności od ich struktury własnościowej pokazuje, że najwyższe ceny ciepła występują w 6 przedsiębior-

Tabela 4. Struktura przedsiębiorstw posiadających koncesje dotyczące ciepła

Lp	Właściciele	Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych	Struktura w %
1	Samorządy miast i gmin	38	45,8
2	Skarb Państwa	10	12,0
3	Mieszany z udziałem krajowych podmiotów gospodarczych	14	16,9
4	Mieszany z udziałem zagranicznych podmiotów gospodarczych	5	6,0
5	Osoby prywatne	16	19,3
Razem		83	100,0

stwach należących do osób prywatnych (średnia cena – 37,84 zł/GJ), w 7 firmach z mieszanym udziałem kapitału krajowego średnia cena ciepła wyniosła 28,84 zł/GJ, w 23 przedsiębiorstwach samorządowych średnia cena ciepła kształtowała się na poziomie 27,79 zł/GJ, w 4 firmach z mieszanym udziałem kapitału zagranicznego średnia cena ciepła wyniosła 26,15 zł/GJ, natomiast najniższe ceny ciepła występowały w 7 podmiotach należących do Skarbu Państwa (26,04 zł/GJ).

Różnice cen ciepła w przedsiębiorstwach o różnej strukturze własnościowej wynikają głównie z rodzaju stosowanego w nich paliwa oraz kosztów wynikających z realizacji programów inwestycyjnych. W przeważającej większości przekształceniom własnościowym towarzyszą programy inwestycyjne związane z budową lub modernizacją źródeł ciepła, sieci ciepłowniczych, z wdrażaniem nowoczesnej automatyki i pomiarów oraz z realizacją przedsięwzięć z zakresu ochrony środowiska. Podmioty prywatne, inwestując w nowe kotłownie lub modernizując dotychczasowe, wprowadzają wyłącznie paliwa ekologiczne, tj. gaz i olej opałowy, w wyniku czego ceny ciepła są wyższe aniżeli w pozostałych przedsiębiorstwach, zużywających jako paliwo podstawowe miał węglowy, którego ceny są najniższe.

2.2.5. Tworzenie planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych i realizacja zadań inwestycyjnych

Gdy analizuje się plany rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych, można zaobserwować niżej opisane tendencje.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, których właścicielami są jednostki administracji samorządowej i które funkcjonują:

- w miejscowościach do 15 tys. mieszkańców, na ogół nie posiadają wyżej wspomnianych planów, a decyzje w tym zakresie podejmują samorządy; często jednak z punktu widzenia odbiorców ciepła są to decyzje niekoniecznie słuszne – przykładem może być gmina Myśliborz, w której stosunkowo nowe urządzenia kotłowni opalanych węglem zastąpiono nowymi kotłami opalonymi gazem ziemnym,
- w większych miejscowościach, mają świadomość celowości i możliwość tworzenia i realizacji planów modernizacyjno-rozwojowych.

Przedsiębiorstwa Skarbu Państwa sporządzają plany rozwoju i sukcesywnie je realizują. Podobnie funkcjonują przedsiębiorstwa z udziałem krajowych i zagranicznych podmiotów gospodarczych. Ich polityka inwestycyjna jest rozumiana jako konieczna dla prawidłowego rozwoju i funkcjonowania firmy. Przykładem ujęcia w planach i wdrażania nowoczesnych technik i technologii w celu usprawnienia procesów technologicznych jest wprowadzenie przez duże przedsiębiorstwo energetyczne systemu telemetrycznego. System taki pozwoli w zasadniczy sposób usprawnić zarządzanie firmą i obsługę odbiorców.

Jeśli zaś chodzi o te przedsiębiorstwa dostarczające ciepło, których właścicielami są osoby prywatne, to można stwierdzić, że plany rozwoju realizowane są w niewielkim zakresie. Powodem takiej sytuacji jest fakt pozyskiwania kontrahentów oczekujących modernizacji swoich systemów ciepłowniczych. W tej grupie przedsiębiorstw energetycznych po zawarciu umów na modernizację, ograniczony czas trwania tych umów wyklucza jakiegokolwiek dalsze modernizacje – firma nie jest tym zainteresowana.

W minionym roku zaobserwowano zwiększanie się liczby źródeł opalanych paliwem czystym – gazem ziemnym. Odnotowano m.in. modernizację 28 kotłowni w 6 miejscowościach, gdzie w miejsce kotłowni opalanych węglem (o łącznej zainstalowanej mocy 33,5 MW) wprowadzono źródła opalane gazem ziemnym o znacznie zredukowanej mocy 27,3 MW. Ponadto przedsiębiorstwa zlikwidowały 12 opalanych węglem źródeł o łącznej mocy 36,5 MW. Powstały za to tylko 2 nowe kotłownie o mocy 4,2 MW, opalane gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa likwidują także źródła małe, a odbiorców ciepła przyłącza się, po rozbudowie sieci, do kotłowni większych. Należy zwrócić uwagę, iż zaczyna uwidaczniać się proces stałej redukcji mocy zainstalowanej w źródłach, który jest powiązany ze zmniejszaniem przez odbiorców mocy zamawianej.

2.2.6. Tworzenie projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz

Ustawa – Prawo energetyczne (w art. 19 i 20) nakłada na zarządy gmin obowiązek opracowania projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Pomimo pisma

wystosowanego w tej sprawie przez Prezesa URE do wszystkich gmin w Polsce w sierpniu 2000 r., a także mimo przypomnień w czasie późniejszych spotkań przedstawicieli gmin i przedsiębiorstw energetycznych z pracownikami OT Szczecin, zaangażowanie gmin w tworzeniu projektów założeń do tych planów jest znikome.

W województwie lubuskim na 87 gmin uchwalone projekty założeń posiada 10 gmin, natomiast w województwie zachodniopomorskim na 114 gmin projektami założeń dysponują 33 gminy. Przyczyny tego stanu rzeczy wynikają z następujących przesłanek:

- bywa, że władze gmin są nieświadome potrzeby planowania rozwoju struktury energetycznej,
- gminy nie posiadają na tę działalność wydzielonych środków finansowych, przygotowania organizacyjnego oraz kompetentnych pracowników.

Projekty założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz są niezbędnym elementem planów zagospodarowania przestrzennego miast i wsi oraz stanowią dla samorządów gminnych podstawowe narzędzie prawidłowego rozwoju. Polityka kreowana przez zarządy gmin powinna być ukierunkowana na bezpieczne i tanie zaopatrzenie w energię, przy jak najmniejszym zużyciu energii pierwotnej, a także przy wykorzystaniu lokalnych zasobów i zachowaniu wymogów ochrony środowiska.

Efektom braku projektów założeń są:

- nie trafione inwestycje, powodujące wzrost kosztów zaopatrzenia odbiorców w czynniki energetyczne, głównie ciepła,
- chaos przy przyłączeniach odbiorców do sieci i rozliczaniu kosztów za przyłączenia, z odmową przyłączenia ze względu na brak warunków technicznych lub ekonomicznych włącznie.

2.2.7. Energetyka wiatrowa

W grudniu 2002 r. zakończono budowę największej elektrowni wiatrowej w Polsce o łącznej mocy zainstalowanej 30 MW. Położona niedaleko wsi Zagórze, na południowy wschód od wyspy Wolin, farma wiatrowa składa się z piętnastu wiatraków o mocy nominalnej 2 MW każdy. Rocznie ma ona produkować ponad 70 000 MWh.

W województwie zachodniopomorskim występuje bardzo duże zainteresowanie inwestorów uruchamianiem i przyłączaniem do sieci dużych farm wiatrowych. Zainteresowanie to dotyczy głównie rejonów pasa nadmorskiego ze względu na sprzyjające warunki meteorologiczne.

Wydane zostały przez Zakład Energetyczny „Koszalin” SA i Grupę Energetyczną Enea SA Oddział w Szczecinie warunki techniczne dla 20 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy przyłączeniowej 77,05 MW.

W fazie uzgodnień pozostają projekty 8 farm wiatrowych o łącznej mocy przyłączeniowej 287,6 MW.

Zainteresowanych przyłączeniem do sieci pozostaje dalszych 46 inwestorów, którzy deklarują przyłączenie

do sieci elektrowni wiatrowych o mocy przyłączeniowej rzędu 2 000 MW.

Zasadnicze problemy dotyczące zgłaszanych przez spółki dystrybucyjne przyłączeń elektrowni wiatrowych to:

- masowe ilości zgłoszeń z niekompletnymi i nienależycie przygotowanymi wnioskami, wymagające prowadzenia rozległej korespondencji wyjaśniającej,
- trudności z wyborem odpowiedniej instytucji gwarantującej wykonanie właściwej ekspertyzy oddziaływania farm wiatrowych na układ Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, która to ekspertyza umożliwiłaby wydanie poprawnych warunków przyłączenia,
- konieczność uzgadniania warunków przyłączania z PSE SA oraz sąsiadującymi spółkami dystrybucyjnymi, co znacznie wydłuża czas wydania warunków przyłączenia,
- nieprzystosowanie sieci rozdzielczej do przyjęcia tak dużych mocy wytwórczych,
- znaczny wpływ farm elektrowni wiatrowych na istniejący układ sieci rozdzielczej oraz parametry jakościowe, dotyczące głównie napięcia i częstotliwości energii dostarczanej odbiorcom końcowym,
- brak dostatecznych uregulowań prawnych związanych z przyłączaniem farm wiatrowych,
- nieuwzględnianie budowy elektrowni wiatrowych oraz sieci związanych z ich przyłączaniem w projektach założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną oraz planach zagospodarowania przestrzennego,
- wysokie ceny energii wytworzonej w elektrowniach wiatrowych w porównaniu z cenami energii pochodzącej ze źródeł konwencjonalnych.

2.2.8. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W okresie sprawozdawczym prowadzono 17 postępowań administracyjnych, z których 14 zostało zakończonych decyzjami administracyjnymi, natomiast 3 sprawy są w toku postępowania dowodowego.

W ramach wypełniania ustawowego obowiązku nakłaniania stron do zawarcia ugody, w oddziale organizowano spotkania i podejmowano kroki mediacyjne w celu zawarcia przez odbiorców i przedsiębiorstwa energetyczne porozumień w przedmiocie kwestii spornych. W 6 przypadkach w toku prowadzonego postępowania administracyjnego strony doszły do satysfakcjonujących uzgodnień w sprawie spornych elementów umów sprzedaży energii elektrycznej, gazu i ciepła oraz przyłączenia do sieci, co skutkowało umorzeniem, na wniosek, prowadzonych postępowań. W 2 przypadkach, dotyczących ustalenia wysokości opłaty przyłączeniowej do sieci elektroenergetycznej oraz spornych zapisów umowy kupna-sprzedaży paliwa gazowego, postępowania administracyjne zakończone zostały decyzjami w sprawie ustalenia treści spornych zapisów. Od decyzji tych strony nie złożyły odwołań. Sześciokrotnie odbiorcy zwracali się z wnioskiem o stwierdzenie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, ciepła

lub paliwa gazowego. W 2 sprawach, na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w toku postępowania wydane zostały postanowienia nakazujące podjęcie i kontynuowanie dostaw do czasu rozstrzygnięcia postępowania spornego. W 1 sprawie, z uwagi na kontynuację dostaw energii elektrycznej w dniu złożenia wniosku przez odbiorcę odmówiono uwzględnienia wniosku w zakresie podjęcia dostaw.

W roku 2002 wniesione zostało 1 odwołanie od wydanej w oddziale (na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) decyzji administracyjnej (nie rozpatrzone jeszcze przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów). W zaskarżonej decyzji uznano wstrzymanie przez przedsiębiorstwo energetyczne dostaw ciepła do obiektów odbiorcy za nieuzasadnione. Ponadto w 1 sprawie strona wniosła zażalenie na postanowienie o zatwierdzeniu przez Prezesa URE ugody administracyjnej, dotyczącej przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Zażalenie w powyższej sprawie zostało przekazane do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

2.2.9. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W 2002 r. roku do Północno-Zachodniego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Szczecinie wpłynęły 174 skargi i zażalenia dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych. Rozpatrywane sprawy dotyczyły :

- energii elektrycznej – było to 81 skarg (dotyczyły one przede wszystkim sposobu przeprowadzenia kontroli układu pomiarowego, spraw nielegalnych poborów energii oraz zagadnień związanych z budową i nieodpłatnym przekazaniem przyłączy),
- ciepła – było to 75 skarg (dotyczyły one przede wszystkim zagadnień związanych z warunkami umów sprzedaży ciepła, w tym jego ceny),
- gazu – było to 18 skarg (dotyczyły one jakości dostarczanego gazu, a także zawierania umów sprzedaży, przyłączenia do sieci gazowej oraz prawidłowości cen stosowanych przez przedsiębiorstwa gazownicze).

Spośród spraw niewymagających wszczęcia postępowania administracyjnego 172 zostały załatwione poprzez udzielenie zainteresowanym, po ustaleniu okoliczności faktycznych i prawnych, odpowiedzi na podstawie przepisów Prawa energetycznego oraz zebranych materiałów dowodowych i wyjaśnień przedsiębiorstw energetycznych (2 sprawy zostały zakończone w styczniu 2003 r.).

Kierując się zasadami umacniania zaufania obywateli do organów państwa oraz udzielania należytej i wszechstronnej informacji, również w sprawach nienależących bezpośrednio do kompetencji Prezesa URE podejmowano kroki zmierzające do ustalenia jednolitej i zgodnej z Prawem energetycznym praktyki postępowania przedsiębiorstw energetycznych wobec odbiorców.

I tak w przypadku energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców indywidualnych mających zawarte umowy

sprzedaży energii elektrycznej w grupie taryfowej G, a pobierających energię również dla innych celów niż określone w taryfie przedsiębiorstwa dla tej grupy taryfowej, podjęto działania, na skutek których przedsiębiorstwo energetyczne zatwierdziło „Procedurę postępowania w przypadku stwierdzenia pobierania energii elektrycznej do celów niezgodnych z grupą taryfową G”. Procedura ta, zgodna z ustawą – Prawo energetyczne i aktami wykonawczymi, będzie stosowana przez przedsiębiorstwo energetyczne jednolicie wobec wszystkich odbiorców, w wypadku których w wyniku kontroli zostanie stwierdzone pobieranie energii niezgodnie z umową sprzedaży.

Kierowane do oddziału skargi odbiorców przyłączanych do sieci elektroenergetycznej niejednokrotnie zawierały wnioski o sprawdzenie prawidłowości opłat przyłączeniowych za już zrealizowane i przekazane do eksploatacji przyłącza. Prowadzone przez oddział w powyższych sprawach postępowania wyjaśniające, w wyniku których stwierdzono uchybienia w określeniu wysokości opłat przyłączeniowych, skutkowały wystąpieniami odbiorców na drogę sądową. Ale też w wielu przypadkach podjęte przez oddział działania skutkowały dokonaniem przez przedsiębiorstwa energetyczne korekt wysokości opłat przyłączeniowych.

W przypadku ciepła składane przez osoby nie będące odbiorcami ciepła liczne skargi, dotyczące sprawdzenia prawidłowości rozliczeń ciepła dokonywanych przez administratora w stosunku do lokatorów powodowały podejmowanie przez OT URE działań zmierzających do zawarcia porozumień, uregulowania zasad rozliczeń i sprawdzenia prawidłowości umów dostawy ciepła.

W tego typu skargach niezwykle pomocne okazały się spotkania w siedzibie OT URE z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych, odbywające się z inicjatywy bądź odbiorców, bądź też oddziału. Możliwość konfrontacji spornych interesów w obecności organu administracyjnego, służącego skarżącym pełną informacją na temat ich praw i obowiązków, częstokroć skutkowało osiągnięciem satysfakcjonujących obie strony porozumień. W takich wypadkach, na skutek ustaleń podjętych w obecności przedstawiciela URE, nie zachodziła potrzeba kierowania danych spraw na drogę sądową, często uciążliwą i długotrwałą.

2.2.10. Działalność kontrolna

a) kontrola przedsiębiorstw nieposiadających pierwszej taryfy dla ciepła

W 2002 r. kontynuowana była kontrola przedsiębiorstw nieposiadających zatwierdzonych pierwszych taryf dla ciepła. Skontrolowano 8 przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Po przeprowadzeniu wstępnych analiz przyczyn braku zatwierdzonych taryf dla ciepła ustalono, że 5 przedsiębiorstw nie sprzedaje ciepła. Dla 1 przedsiębiorstwa wyznaczony w wezwaniu termin złożenia taryfy do

zatwierdzenia jeszcze nie minął (został on wyznaczony na początek 2003 r.). Pozostałe 2 przedsiębiorstwa uzyskały koncesje pod koniec 2002 r. i nie były jeszcze wzywane do przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

b) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Monitorowanie przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej prowadzone było w zależności od upływu terminu wykonania poszczególnych warunków – na bieżąco, w toku rozpatrywania skarg wpływających do oddziału, a także w trakcie rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Na skutek skarg odbiorców w przypadku 1 z przedsiębiorstw, po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego w sprawie prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania i dystrybucji ciepła bez posiadania koncesji oraz zatwierdzonej taryfy dla ciepła, we wrześniu 2002 r. wystosowano zawiadomienie o popełnieniu wykroczenia do Sekcji do Walki z Przestępczością Gospodarczą w Komendzie Miejskiej Policji w Szczecinie. W wyniku prowadzonego dochodzenia sprawę skierowano do sądu grodzkiego z wnioskiem o ukaranie przedsiębiorstwa za czyn z art. 60¹ § 1 Kodeksu wykroczeń.

c) parametry jakościowe dostaw energii elektrycznej

W 2002 r. stwierdzono wzrost liczby skarg odbiorców na powtarzające się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej. Skargi pochodziły od mieszkańców małych miejscowości. W przedsiębiorstwie energetycznym, z którego rejonu działania wpłynęły takie skargi odbiorców, skontrolowano łączny czas trwania w ciągu roku tych wyłączeń oraz czas trwania jednorazowych przerw. Nie stwierdzono przekroczeń dopuszczalnych wielkości określonych w rozdziale 6 rozporządzenia przyłączeniowego, zarówno w odniesieniu do łącznego czasu trwania w ciągu roku wyłączeń awaryjnych, jak i w odniesieniu do czasu trwania jednorazowych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

Ponadto, w ramach określania parametrów do kontroli przestrzegania standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie czasu trwania wyłączeń awaryjnych, oddział wystąpił do przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej o przekazanie informacji i dokumentów dotyczących: prowadzenia ewidencji wyłączeń, obowiązujących w przedsiębiorstwie procedur, zasad i instrukcji oraz wzorów prowadzonych rejestrów.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W okresie od kwietnia do września 2002 r. w 4 przedsiębiorstwach ciepłowniczych skontrolowano kwalifikacje osób zatrudnionych na stanowiskach związanych z dozorem i eksploatacją urządzeń, sieci i instalacji energetycznych. Odbędzie się to na podstawie kryteriów i przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 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. z 1998 r. Nr 59, poz. 377 ze zm.).

W trzech przypadkach wszczęto postępowanie administracyjne w zakresie wymierzenia kar pieniężnych. W toku postępowania dowodowego przedsiębiorstwa udokumentowały wymagane kwalifikacje zatrudnionych pracowników, co było przyczyną odstąpienia od wymierzenia kar pieniężnych.

e) utrzymywanie wymaganych zapasów paliw

W ramach prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła skontrolowano 12 przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie ilości zapasów paliwa podstawowego. W wyniku kontroli nie stwierdzono nieprawidłowości.

2.2.11. Nakładanie kar pieniężnych

W 2002 r. prowadzono w Północno-Zachodnim Oddziale Terenowym URE z siedzibą w Szczecinie 14 postępowań w sprawie nałożenia na przedsiębiorstwa energetyczne kar pieniężnych; 1 postępowanie zakończone zostało nałożeniem kary pieniężnej w wysokości 13 600,00 zł, która to kwota na skutek odwołania złożonego przez przedsiębiorstwo energetyczne została obniżona w trybie art. 479^{4b} § 2 K.p.c. Przedsiębiorstwo energetyczne zapłaciło nałożoną karę.

W 10 przypadkach dotyczących nieprzestrzegania warunków wynikających z koncesji odstąpiono od wymierzenia kar pieniężnych (przedsiębiorstwa niezwłocznie złożyły wymagane sprawozdanie z działalności).

Postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za stosowanie cen i stawek opłat bez uprzedniego wypełnienia obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE zostało zakończone 23 maja 2001 r. wydaniem decyzji o nałożeniu kary w wysokości 65 625,00 zł oraz wniesieniem przez przedsiębiorstwo odwołania do Sądu Okręgowego – Sądu Antymonopolowego. 25 marca 2002 r. sąd oddalił odwołanie przedsiębiorstwa, które jednak wniosło kasację do Sądu Najwyższego. 17 grudnia 2002 r. Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia kasacji do rozpatrzenia. Wobec powyższego decyzja w sprawie wymierzenia kary z art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne stała się prawomocna.

2.3. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z rzecznikami konsumentów

W 2002 r. kontynuowano współpracę z rzecznikami konsumentów, uczestnicząc w szkoleniach organizowanych dla miejskich i powiatowych rzeczników konsumentów.

25 czerwca 2002 r. w Gorzowie Wielkopolskim odbyła się III Konferencja Konsumentów Województwa Lubuskiego, na której pracownicy oddziału zreferowali zagadnienia związane z projektem nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne oraz odpowiadali na pytania rzeczników, do których kierowane były sprawy skarg odbiorców gazu, ciepła i energii elektrycznej.

24 września 2002 r. w Szczecinie odbyło się VI Spotkanie Rzeczników Konsumentów z Województwa Zachodniopomorskiego i Pomorskiego, w którym uczestniczyli przedstawiciele Centrali Konsumentów z Rostocku oraz dyrektor Delegatury Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Gdańsku. Na spotkaniu tym pracownicy oddziału omawiali zagadnienia związane ze zmianami ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto kontynuowano działalność punktu konsultacyjnego dla rzeczników konsumentów, który umożliwia bieżący kontakt i fachową informację z zakresu Prawa energetycznego oraz pomoc w rozwiązywaniu problemów i spraw sporów między odbiorcami ciepła a przedsiębiorstwami energetycznymi. Liczne zapytania i interwencje rzeczników (głównie telefoniczne i osobiste) dotyczyły:

- rozliczeń dostawców ciepła, gazu i energii elektrycznej z odbiorcami,
- kształtowania umów na dostawę energii,
- warunków posiadania przez przedsiębiorstwa energetyczne koncesji oraz wynikających z tego obowiązków,
- działalności przedsiębiorstw nieposiadających koncesji,
- zasad rozliczeń za ciepło, prowadzonych przez zarządców nieruchomości.

W przypadku zagadnień będących we właściwości Prezesa URE wskazywano na możliwość przeprowadzenia postępowania wyjaśniającego lub administracyjnego po złożeniu odpowiedniego wniosku przez odbiorcę.

Z doświadczeń zebranych z pracy punktu konsultacyjnego należy wnioskować, iż bezpośredni kontakt z urzędnikiem URE niejednokrotnie umożliwia właściwszą i pełną ocenę problemu. Ponadto pracownicy OT otrzymują tą drogą aktualne, dodatkowe informacje dotyczące działań przedsiębiorstw na lokalnych rynkach energii.

b) współdziałanie ze spółdzielczością mieszkaniową

18 października 2002 r. pracownicy oddziału uczestniczyli w zorganizowanej przez Związek Rewizyjny Spółdzielni Mieszkaniowych RP konferencji z udziałem zarządów i rad nadzorczych spółdzielni mieszkaniowych oraz zarządów wspólnot mieszkaniowych z województwa zachodniopomorskiego. W trakcie spotkania przedstawiono zagadnienia związane z ustawą – Prawo energetyczne, omówiono kompetencje Prezesa URE, zakres regulacji, zasady ustalania taryf oraz przedstawiono tematykę skarg i sporów, w których jako strony występowały spółdzielnie mieszkaniowe. Pracownicy

URE odpowiadali na pytania dotyczące prawidłowości działań podejmowanych przez dostawców i wytwórców energii (prawidłowość postanowień umowy o sprzedaż mediów i wysokości opłat przyłączeniowych do sieci przedsiębiorstw).

c) działalność informacyjna

W formie dodatku do gazety lokalnej, wydawanej na terenie województwa lubuskiego, wydano również w nakładzie 10 201 szt. „Poradnik dla odbiorców ciepła, gazu i energii elektrycznej”, w którym udzielono wyjaśnień i odpowiedzi na najczęściej kierowane do organu regulacji pytania, dotyczące obowiązków dostawcy wobec odbiorcy oraz zasad kształtowania cen i stawek opłat w obrocie energią elektryczną, ciepłem i gazem.

Pracownicy oddziału uczestniczyli w organizowanym przez zachodniopomorski dziennik „Kurier Szczeciński” cyklu interwencyjnym „gorąca linia”, podczas którego odpowiadali na pytania czytelników, dotyczące najczęściej rozliczeń indywidualnych odbiorców za dostarczone ciepło oraz stawek opłat i wzrostu cen za dostarczoną energią elektryczną i gaz.

Dyrektor oddziału brał udział w cyklicznych audycjach Radia Szczecin „Pomóc sobie – pomóc innym”, w których udzielał odpowiedzi na pytania związane z zagadnieniami ustawy – Prawo energetyczne i prawidłowością działań przedsiębiorstw energetycznych na terenie województwa zachodniopomorskiego.

d) ewidencja czasu przerw w dostarczaniu energii elektrycznej

Znaczący wzrost liczby skarg odbiorców energii elektrycznej, które dotyczyły dotrzymywania przez spółki dystrybucyjne standardów obsługi odbiorców, powoduje, iż istotną kwestią staje się badanie przez organ regulacji ciągłości zasilania odbiorców w kontekście obowiązujących w tej mierze przepisów wykonawczych do Prawa energetycznego.

Prawne uwarunkowania badania ciągłości zasilania aktualnie określają właściwe przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 85, poz. 957). Zgodnie z tymi przepisami przedsiębiorstwo zobowiązane jest do zapewnienia ciągłości, niezawodności oraz efektywności funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. Przepisy przedmiotowego rozporządzenia w § 32 pkt 2 ustalają sposób liczenia czasu trwania pojedynczego wyłączenia od zgłoszenia przez odbiorcę braku zasilania do jego przywrócenia.

Jednocześnie § 33 przedmiotowego rozporządzenia i § 44 rozporządzenia taryfowego zobowiązują przedsiębiorstwo energetyczne do udzielania odbiorcy określonych w taryfach upustów i bonifikat, za niedotrzymanie

parametrów, o których mowa w rozdziale 6 rozporządzenia przyłączeniowego – „Standardy jakościowe obsługi odbiorców”. Ponadto w § 16 rozporządzenia z 25 września 2000 r. zobowiązuje odbiorcę do niezwłocznego poinformowania przedsiębiorstwa energetycznego o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej. Można z tego wysnuć wniosek, iż jeżeli odbiorca nie wywiąże się z obowiązku poinformowania o zaistniałej przerwie, to nie przysługują mu upusty lub bonifikaty za niedotrzymanie przez dostawcę standardów jakościowych.

Obowiązujące uregulowania prawne nie stanowią jednakże pełnej podstawy do kontrolowania przez organ regulacji parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej. W celu realizacji powyższego zadania należałoby ujednoclić zasady ewidencji przerw w zasilaniu, przy jednoczesnym wprowadzeniu w życie stosownych systemów informatycznych, które zapewniłyby kompleksową i bieżącą informację o przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej. Kwestią niezwykle istotną jest też wdrożenie przez spółki dystrybucyjne tożsamych metod kwalifikowania tych przerw, bowiem zgodność i przejrzystość systemów stosowanych przez poszczególne przedsiębiorstwa jest głównym warunkiem prawidłowej kontroli ciągłości dostaw.

Ewidencjonowany czas wyłączeń awaryjnych powinien być liczony od momentu rzeczywistego wyłączenia do momentu przywrócenia dostarczania energii elektrycznej, docelowo we wszystkich sieciach, niezależnie od poziomu napięcia. Prowadzona ewidencja winna niezależnie od czasu trwania przerw w dostarczaniu energii umożliwiać określenie ilości energii niedostarczonej odbiorcy.

Wiąże się to z wdrożeniem takich postulatów jak:

- system pomiaru czasu rzeczywistego, tj. zasada obliczania czasu wyłączeń awaryjnych od momentu rzeczywistego wystąpienia braku zasilania, nie zaś od momentu zgłoszenia nieprawidłowości przez odbiorcę,
- wprowadzenie liczenia czasu przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z danej grupy przyłączeniowej, w wypadku których wystąpił brak zasilania,
- doprecyzowanie, jakie przerwy w zasilaniu powinny być wliczane do łącznego czasu przerw awaryjnych.

Aby spełnić powyższe postulaty, celowe wydaje się wprowadzenie stosownych zmian w obowiązującym rozporządzeniu.

e) kontrola stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych

Zgodnie z § 7 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 20 kwietnia 1998 r. w sprawie wielkości, sposobu gromadzenia oraz kontroli zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła oraz wydobywaniem i dystrybucją paliw gazowych (Dz. U. z 1998 r. Nr 53,

poz. 332 i z 2000 r. Nr 100, poz. 1079), zakres tej kontroli obejmuje badania:

- ilości zapasów i zgodności stanu faktycznego ze stanem zaewidencjonowanym,
- kosztów poniesionych na tworzenie i utrzymanie zapasów,
- jakości paliw tworzących zapasy.

Z kolei § 5 przedmiotowego rozporządzenia mówi, że zużycie dobowe węgla kamiennego w okresie od 1 listopada do 31 marca ustalane jest na podstawie mocy osiągalnej wynikającej z warunków technicznych bez przeciążania urządzeń wytwórczych.

Pojęcie mocy osiągalnej, wynikającej z warunków technicznych, może być różnie i szeroko interpretowane.

Może to więc być moc osiągalna pomniejszona o ubytki wynikające z przestojów urządzeń w remontach planowanych, o okresowe, eksploatacyjne i losowe ubytki mocy wynikające z np.: pogorszenia jakości paliwa, wyłączonej regeneracji, pogorszonej próżni, zbyt wysokiej temperatury wody chłodzącej, ograniczeń wynikających z funkcjonowania ciepłownictwa itp. Takie podejście do mocy osiągalnej spowoduje znaczne obniżenie stanu zapasów, których wielkość byłaby zbliżona do stanu zapasów wymagalnych w okresie letnim, co z pewnością nie było intencją ustawodawcy.

Z kolei literalne podejście do pojęcia mocy osiągalnej spowoduje, że zapasy paliw znacznie przekroczą stany niezbędne dla zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła dla odbiorców.

Zgodnie z definicją moc osiągalna jest to największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana w sposób ciągły podczas przynajmniej 15 godzin. Moc tą wylicza się z mocy zainstalowanej, pomniejszając ją o trwałe nieodwracalne ubytki mocy spowodowane błędami konstrukcyjnymi, materiałowymi, wadami układu technologicznego, lub też zwiększając ją o moc wynikającą z przeprowadzonych modernizacji.

Dokonane w wyniku kontroli analizy stanu zapasów na podstawie mocy osiągalnej potwierdzają negatywne skutki wynikające z przyjęcia takiego kryterium jako wielkości zużycia dobowego, a w konsekwencji z ustalenia stanu zapasów wymagalnych w okresie od 1 listopada do 31 marca roku następnego.

Utrzymywanie wysokiego stanu zapasów węgla przy znacznie ograniczonym wykorzystaniu osiągalnej mocy elektrycznej oraz przy stale zmniejszającym się zapotrzebowaniu na moc cieplną – chodzi o moc zamówioną – jest nieuzasadnione z ekonomicznego punktu widzenia.

Ponadto angażowanie dodatkowych środków na zakup paliwa i jego transport pogarsza płynność finansową przedsiębiorstw energetycznych oraz zwiększa ich koszty finansowe.

Jak z powyższego wynika, brak ustawowej definicji pojęcia mocy osiągalnej, wynikającej z warunków technicznych bez przeciążania urządzeń wytwórczych, powoduje diametralnie różne podejścia kontrolujących

do wielkości zapasów normatywnych. Zasadne jest więc ostrożne i umiarkowane stanowisko Prezesa URE w kwestii stosowanych kar wynikających z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, wbrew stanowisku Najwyższej Izby Kontroli, zaprezentowanym w tej sprawie w wystąpieniu pokontrolnym 5 kwietnia 2002 r.

Uprawniony wydaje się pogląd, iż przepis art. 10 określa publicznoprawny obowiązek utrzymania zapasów paliw, który musi korelować z ustawową ochroną interesów odbiorców, ale przy minimalizacji kosztów, jakie mogą być rekompensowane podniesieniem cen wyłącznie w uzasadnionej sytuacji. Wzrost kosztów działalności nie może zatem być konsekwencją utrzymywania nadmiernych zapasów paliw. Tak więc powyższy przepis art. 10 ustawy – Prawo energetyczne winien być interpretowany łącznie z całą treścią ustawy i przedmiotowego rozporządzenia, z jasno wyrażonym przez ustawodawcę celem oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, przy jednoczesnej ochronie interesów odbiorców i minimalizacji kosztów.

W procesie taryfowania dała się zauważyć większa staranność przedsiębiorstw energetycznych w opracowywaniu wniosków taryfowych, przedkładanych do zatwierdzenia Prezesowi URE. Potwierdzeniem tego jest fakt, że znacznemu zmniejszeniu w stosunku do stanu z roku poprzedniego uległa kwota związana z weryfikacją kosztów uzasadnionych i obniżeniem przychodów tych przedsiębiorstw. W 2001 r. w wypadku 67 przedsiębiorstw energetycznych efekt oszczędnościowy dla odbiorców wynosił 66,5 mln zł, natomiast w 2002 r. w wypadku 47 firm, którym zatwierdzono taryfę dla ciepła, powyższa kwota wyniosła 18,2 mln zł. Jednakże nadal istniała konieczność dogłębnej weryfikacji kosztów przyjmowanych przez te przedsiębiorstwa jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat, aby ich wzrost odbywał się w sposób chroniący odbiorców przed znacznym wzrostem opłat za ciepło.

3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku

Zasięg terytorialny Północnego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Gdańsku obejmuje dwa województwa, tj. pomorskie i warmińskomazurskie z odpowiednio 123 i 116 gminami.

Na koniec 2002 r. w Północnym Oddziale Terenowym pracowało 15 osób, z czego: 2 osoby posiadały wyższe wykształcenie prawnicze, 7 osób – wykształcenie wyższe ekonomiczne (w tym 1 osoba dodatkowo wyższe prawnicze), 5 osób – wyższe techniczne o różnych specjalnościach i 1 osoba – wykształcenie średnie. Ponadto 11 pracowników, tj. 73% ogółu zatrudnionych, ukończyło dodatkowo studia podyplomowe, a 1 osoba była w trakcie takich studiów. Ponadto

1 osoba kontynuowała zaoczne studia doktoranckie z zakresu ekonomii.

W 2002 r. funkcję dyrektora oddziału pełnił Grzegorz Liss.

3.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie działania oddziału nie nastąpiły w 2002 r. istotne zmiany liczby przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię. Taką działalność gospodarczą prowadziły 143 koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne, z czego:

- 34 przedsiębiorstwa w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym 4 spółki to spółki dystrybucyjne,
- 105 przedsiębiorstw w zakresie zaopatrzenia w ciepło,
- 4 przedsiębiorstwa w zakresie zaopatrzenia w gaz ziemny.

W omawianym okresie energia elektryczna wytwarzana była w skojarzeniu z ciepłem w 3 elektrociepłowniach zawodowych i w 1 elektrociepłowni przemysłowej (Elektrociepłownia „Wybrzeże” SA, Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o., Energobaltic Sp. z o.o., Rafineria Gdańska SA), o łącznej mocy ok. 441 MW. W dwóch elektrociepłowniach zawodowych, jak również w elektrociepłowni przemysłowej, energia elektryczna wytwarzana była w pełnym skojarzeniu i podlegała obowiązkowi zakupu przez spółki dystrybucyjne. Ponadto energia elektryczna wytwarzana była w źródłach odnawialnych, stanowiących własność zarówno przedsiębiorstw koncesjonowanych, jak i niekoncesjonowanych. Łącznie na terenie województwa warmińskomazurskiego i pomorskiego działały 154 elektrownie tego typu, w tym:

- 39 elektrowni wodnych o łącznej mocy 34,86 MW, należących do spółek dystrybucyjnych lub podmiotów od nich zależnych,
- 106 elektrowni wodnych o łącznej mocy 5,61 MW, nie należących do spółek dystrybucyjnych,
- 3 elektrownie na biogaz o łącznej mocy 1,30 MW,
- 5 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 1,86 MW,
- 1 elektrownia na biomasę o łącznej mocy 0,60 MW.

Jeśli chodzi o sektor gazowniczy, to w 2002 r. w województwie pomorskim nie zaszły istotne zmiany liczby przedsiębiorstw oraz wielkości sprzedaży gazu. W omawianym okresie sprawozdawczym na terenie oddziału działały następujące przedsiębiorstwa koncesjonowane:

- 1 spółka przesyłu, dystrybucji i obrotu gazem, tj. PGNiG Oddział Pomorski – Okręgowy Zakład Gazowniczy w Gdańsku, o sprzedaży gazu rządu 370 mln m³,
- 2 przedsiębiorstwa przesyłania, rozdziału i obrotu gazem, tj. Petrobaltic SA oraz Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna Sp. z o.o., dla których działalność koncesjonowana nie jest działalnością podstawową.

Istotne zmiany zaszły natomiast w sektorze gazowniczym w województwie warmińsko-mazurskim. Działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w gaz rozpoczęły bowiem dwa przedsiębiorstwa, tj. Ekoenergiz SA i Legiz SA, oba z siedzibą w Olsztynie, które w 2002 r. uzyskały stosowne koncesje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na prowadzenie tej działalności.

W sektorze ciepłowniczym zmiany dotyczyły przede wszystkim struktury podmiotowej oraz kwestii własności. Na koniec omawianego okresu 105 przedsiębiorstw energetycznych z siedzibami na terenie działania oddziału prowadziło koncesjonowaną działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło. Od 2000 r. liczba podmiotów koncesjonowanych ulegała systematycznemu, choć niewielkiemu zmniejszaniu (w grudniu 2000 r. było 112 koncesjonariuszy, a w grudniu 2001 r. już 107). Ponadto częstym zjawiskiem występującym w tym sektorze była sprzedaż większościowych udziałów w komunalnych przedsiębiorstwach ciepłowniczych inwestorom zagranicznym. W 2002 r. największymi przedsiębiorstwami wytwarzającymi i przesyłającymi ciepło w województwie pomorskim były nadal: Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Gdyni, o łącznej mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców na poziomie 600 MW, oraz Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku, o łącznej zamówionej mocy cieplnej w wysokości ok. 700 MW. W województwie warmińsko-mazurskim do największych przedsiębiorstw wytwarzających oraz przesyłających ciepło należały: Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Olsztynie, o łącznej zamówionej mocy cieplnej ponad 370 MW, i Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Elblągu, o łącznej mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców w wysokości ponad 240 MW. Sześć koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych wytwarzało ciepło w źródłach niekonwencjonalnych o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 16,11 MW, z czego:

- 4 przedsiębiorstwa koncesjonowane eksploatowały źródła ciepła opalane słomą, mające łączną moc 13,29 MW,
- 2 przedsiębiorstwa eksploatowały źródła ciepła opalane trocinami lub zrębkami drzewnymi, mające łączną moc 2,82 MW.

W 2002 r. koncesję na działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania paliw ciekłych, energii elektrycznej i ciepła udzielono nowemu podmiotowi, Energobaltic Sp. o.o. z siedzibą w Gdańsku, prowadzącemu działalność na terenie Władysławowa. Do produkcji paliw ciekłych, energii elektrycznej i ciepła wykorzystywany będzie gaz ziemny, pochodzący z platformy wiertniczej należącej do przedsiębiorstwa Petrobaltic Sp. z o.o., zlokalizowanej na Morzu Bałtyckim. W związku z powyższą inwestycją zlikwidowano we Władysławowie ponad 100 kotłowni lokalnych i wybudowano nową miejską sieć ciepłowniczą wraz z przyłączami i węzłami cieplnymi. Do czasu rozpoczęcia pozyskiwania gazu

z platformy wiertniczej ciepło wytwarzane jest z oleju opałowego.

W 2002 r. nietypowym dla obszaru działania oddziału wydarzeniem było wybudowanie własnej sieci ciepłowniczej przez jednego z największych odbiorców ciepła z terenu województwa warmińsko-mazurskiego. Odbiorca ten, korzystając z zasady TPA, planuje dokonywać zakupu ciepła bezpośrednio u wytwórcy, a następnie przesyłać je do swoich obiektów własną siecią ciepłowniczą, jednocześnie rezygnując w dużym stopniu z usług przesyłowych świadczonych dotychczas przez największego w mieście dystrybutora ciepła. Odbiorca zdecydował się na takie przedsięwzięcie, licząc, że nie będzie ponosić opłat za przesyłanie i dystrybucję ciepła w dotychczasowym wymiarze, a uzyskane tą drogą oszczędności pozwolą mu spłacić kredyt zaciągnięty na budowę sieci ciepłowniczej. Przedsięwzięcie to wywołało w środowisku ciepłowniczym skrajne opinie na temat opłacalności tej inwestycji. Dopiero po upływie pewnego okresu analiza kosztów eksploatacji wybudowanej sieci pozwoli na ocenę jej opłacalności w odniesieniu do zakładanego okresu zwrotu poniesionych nakładów.

3.2. Odbiorcy paliw i energii

Energia elektryczna zużywana była w zdecydowanej większości przez odbiorców komunalnych. W przypadku największej spółki dystrybucyjnej – ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna SA z siedzibą w Gdańsku, odbiorcy komunalni stanowiący 90% wszystkich jej odbiorców zrealizowali 34% łącznej sprzedaży energii, natomiast największy odbiorca przemysłowy zakupił energię elektryczną w ilości stanowiącej ok. 5% sumy energii elektrycznej sprzedanej w 2002 r.

Ciepło wytwarzane przez ciepłownie i elektrociepłownie zawodowe zaspokajało przede wszystkim potrzeby odbiorców komunalnych: spółdzielni mieszkaniowych, przedsiębiorstw gospodarki komunalnej oraz wspólnot mieszkaniowych. Do większych odbiorców przemysłowych należeli przedsiębiorcy działający na terenie portów morskich.

Odbiorcami gazu byli przede wszystkim odbiorcy komunalni. Główny i największy dostawca gazu w województwie pomorskim, tj. Oddział Pomorski Okręgowego Zakładu Gazowniczego PGNiG w Gdańsku, dostarczał im gaz w ilości stanowiącej ok. 58% łącznej ilości sprzedanego gazu. Z kolei największy odbiorca przemysłowy zaopatrywany przez ww. dostawcę nabył ok. 2% ogólnej ilości sprzedanego w 2002 r. gazu.

3.3. Działalność regulacyjna

3.3.1. Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji

W okresie sprawozdawczym wydano łącznie 87 decyzji dotyczących 51 przedsiębiorstw energetycznych.

W 2002 r. 4 przedsiębiorstwom energetycznym udzielono koncesji na wykonywanie działalności w za-

kresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła, ponadto 1 przedsiębiorstwu udzielono również koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem. W przypadku innego przedsiębiorstwa, posiadającego już koncesję na wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła, udzielono dodatkowo koncesji na obrót ciepłem. Łącznie wydano 10 decyzji o udzieleniu przedsiębiorstwom nowych koncesji.

Jednocześnie w wyniku zaprzestania prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, 4 przedsiębiorstwom energetycznym cofnięto koncesje (łącznie wydano 8 decyzji).

Największą liczbę postępowań administracyjnych związanych z udzielonymi wcześniej koncesjami stanowiły sprawy o podjęcie decyzji dotyczących zmian w przedmiocie i zakresie oraz w warunkach udzielonych koncesji (w związku z tym wydano 66 decyzji). Zmiany te dotyczyły głównie zmniejszenia lub zwiększenia wielkości zainstalowanej mocy cieplnej oraz zmiany liczby eksploatowanych źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych. Ponadto zmiany decyzji koncesyjnych związane były również ze zmianami nazw przedsiębiorstw energetycznych. W przypadku 1 przedsiębiorstwa dokonano zmiany promesy koncesji w zakresie przedmiotu i zakresu przyszłej działalności gospodarczej. Zestawienie udzielonych koncesji i promes, zmian oraz cofnięcia koncesji przedstawia rysunek 8.

Zasadnicze problemy zaobserwowane w pierwszym roku prowadzenia przez oddział postępowań koncesyjnych, a w szczególności postępowań o udzielenie nowych koncesji, dotyczyły przede wszystkim braków formalnych, związanych m.in. z właściwą reprezentacją

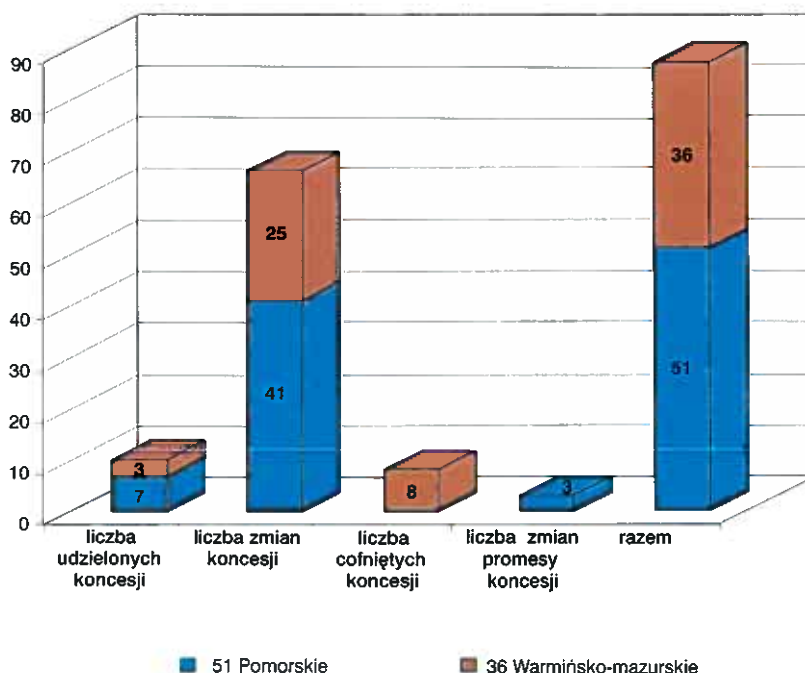
przedsiębiorstw. Zaobserwowano również, iż przedsiębiorstwa występujące o udzielenie koncesji nie potrafiły prawidłowo udokumentować faktu dysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie przyszłej działalności koncesjonowanej.

3.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Pomimo upływu czwartego roku regulacji, złożone w oddziale wnioski o zatwierdzenie taryf dla ciepła zawierały nadal szereg nieprawidłowości, polegających w głównej mierze na niewłaściwym wyodrębnieniu grup odbiorców i nieprawidłowej kalkulacji cen i stawek opłat. Często też planowane koszty, stanowiące podstawę do tej kalkulacji, w tym koszty modernizacji i rozwoju, nie wynikały z uzasadnienia merytorycznego. W konsekwencji koszty te w znacznej części musiały zostać uznane za nieuzasadnione. Należy stwierdzić, iż wiele błędów popełnionych w proponowanych do zatwierdzenia taryfach dla ciepła wynikało z niedostatecznej znajomości przepisów ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy. Dotyczyło to zarówno pierwszych, jak i trzecich taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2002 r.

W 2002 r. wszczęto łącznie 77 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf oraz 53 postępowania w sprawie zmiany taryf wcześniej zatwierdzonych. Spośród rozpoczętych postępowań o zatwierdzenie taryf dla ciepła 61 zakończyło się wydaniem decyzji o ich zatwierdzeniu, w tym dla przedsiębiorstw z siedzibami na terenie województwa pomorskiego wydano takich 36 decyzji, a dla przedsiębiorstw z województwa warmińsko-mazurskiego –

Rysunek 8. Zestawienie udzielonych koncesji i promes, a także zmiany i cofnięcia koncesji w 2002 r.



25 decyzji. Jak wynika z danych zaprezentowanych na rysunku 9, spośród 61 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla ciepła, 20 decyzji dotyczyło zatwierdzenia pierwszych taryf opracowanych przez przedsiębiorstwa, 14 decyzji dotyczyło drugich taryf, 24 decyzje dotyczyły trzecich taryf, a w 3 przypadkach wydano decyzje zatwierdzające czwarte taryfy dla ciepła. Ponadto 6 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy zakończyło się wydaniem decyzji o odmowie ich zatwierdzenia, 8 postępowań umorzono na wniosek strony, a w przypadku 2 rozpoczętych w 2002 r. postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf zakończenie nastąpi w 2003 r. W okresie sprawozdawczym postępowania administracyjne w sprawie zmiany taryf zostały w 46 przypadkach zakończone wydaniem decyzji o przedłużeniu okresu ich obowiązywania, w 1 przypadku wydano decyzję o zmianie cen i stawek opłat z taryfy wcześniej zatwierdzonej, w związku z dokonaną przez przedsiębiorstwo zmianą stosowanego paliwa. Nadto wydano 1 decyzję o zmianie taryfy w związku ze zmianą koncesji wnioskodawcy w zakresie przedmiotu prowadzonej działalności gospodarczej. Decyzja ta uwzględniała m.in. zwiększenie liczby grup taryfowych o grupę odbiorców otrzymujących ciepło wytwarzane w nowo wybudowanym źródle ciepła. Ponadto w 1 przypadku umorzono postępowanie w sprawie zmiany taryfy, a w 4 przypadkach wydano decyzje odmowne co do zmiany obowiązujących taryf.

Reasumując, w 2002 r. w oddziale zostało wydanych 109 decyzji o zatwierdzeniu lub o zmianie taryfy dla ciepła. Ponadto w 10 przypadkach odmówiono zatwierdzenia lub zmiany taryf, a w 9 przypadkach postępowania zostały umorzone. Graficzne ujęcie powyższych informacji zawiera rysunek 10.

Na koniec okresu sprawozdawczego z łącznej liczby 105 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych mających siedzibę na terenie województwa pomor-

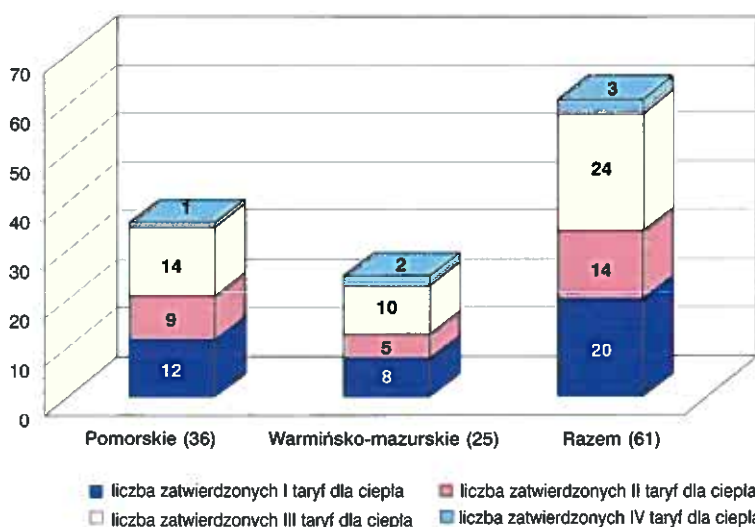
skiego i warmińsko-mazurskiego zatwierdzone taryfy dla ciepła posiadały 93 przedsiębiorstwa. Oznacza to, że jeszcze 12 koncesjonariuszy nie przedłożyło pierwszych taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. Związane to było m.in. z tym, iż niektórzy z nich dopiero w czwartym kwartale 2002 r. rozpoczęli działalność koncesjonowaną, inni zaś otrzymali decyzje odmowne w sprawie zatwierdzenia wcześniej złożonych taryf.

Średni arytmetyczny wzrost cen i stawek opłat zawartych w taryfach dla ciepła, zatwierdzonych w oddziale w 2002 r., wyniósł 3,40%, w tym w skali województwa pomorskiego wzrost ten ukształtował się na poziomie 3,57%, a w województwie warmińsko-mazurskim na poziomie 3,18%. Należy podkreślić, że średni wzrost cen i stawek opłat, w odniesieniu do ostatnio stosowanych, ukształtował się na niżej podanych poziomach:

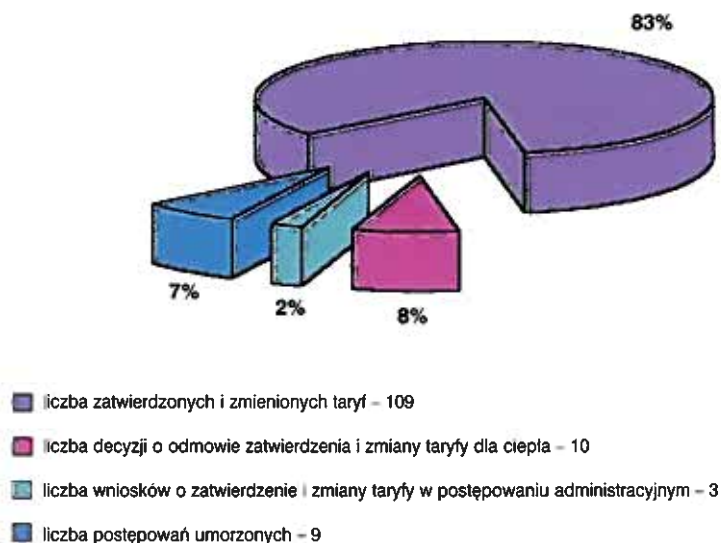
- w wypadku pierwszych taryf wyniósł 0,24% (najwyższy wzrost wyniósł 9,90%, a największy spadek (-)13,88%) i był tym samym nieporównywalnie niższy od wzrostu, jaki wystąpił w dwóch poprzednich latach (w 2000 r. – 11,9%, a w 2001 r. – 16,71%),
- w wypadku drugich taryf wyniósł 6,46% i ukształtował się na znacznie niższym poziomie niż w dwóch ostatnich latach (w 2000 r. wyniósł 9,63%, zaś w 2001 r. – 17,3%),
- w wypadku trzecich taryf wyniósł 3,61% i osiągnął dużo niższy poziom od wzrostu notowanego w poprzednim okresie sprawozdawczym (wzrost w 2001 r. wyniósł 6,99%),
- w wypadku czwartych taryf wyniósł 4,35%.

Najwyższy wzrost cen i stawek opłat wynoszący 21,52%, dotyczył taryfy przedsiębiorstwa działającego na terenie Starogardu Gdańskiego w województwie pomorskim. Największy spadek wynoszący (-)15,02% odnotowano w wypadku taryfy przedsiębiorstwa z województwa warmińsko-mazurskiego.

Rysunek 9. Zatwierdzone taryfy dla ciepła na 31.12.2002 r.



Rysunek 10. Taryfy i zmiany taryf dla ciepła na 31.12.2002 r.



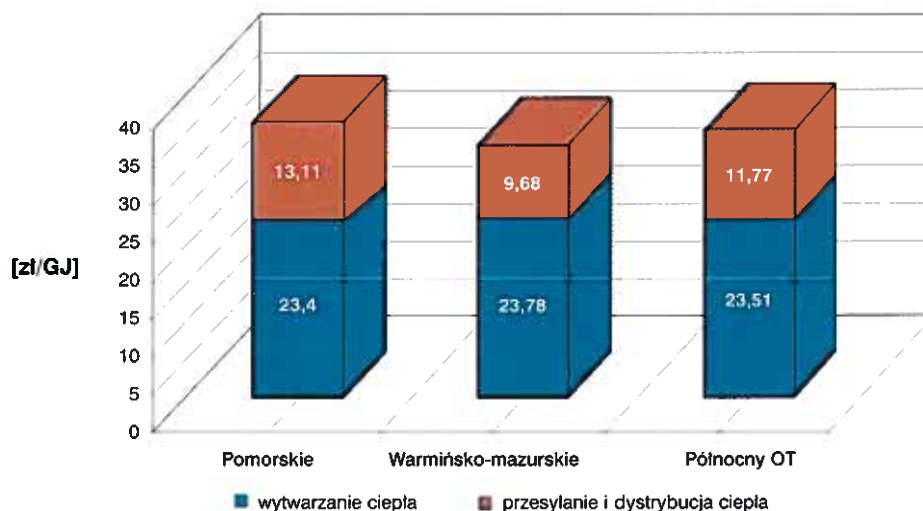
W 2002 r. średnioważona wskaźnikowa cena wytworzenia ciepła, wynikająca z zatwierdzonych taryf w skali całego oddziału, wyniosła 23,51 zł/GJ. W województwie pomorskim cena ta osiągnęła poziom 23,40 zł/GJ, natomiast w województwie warmińsko-mazurskim poziom 23,78 zł/GJ. W tym samym okresie średnioważona wskaźnikowa stawka opłaty za usługi przesyłowe ukształtowała się, w przypadku całego oddziału, na poziomie 11,77 zł/GJ, przy czym w województwie pomorskim wyniosła 13,11 zł/GJ, a w województwie warmińsko-mazurskim osiągnęła wielkość 9,68 zł/GJ. Powyższe ceny i stawki opłat znajdują graficzne odzwierciedlenie na rysunku 11.

Na poziom oraz wzrost cen i stawek opłat miały wpływ przede wszystkim dwa czynniki: wzrost stawki

podatku od budowy wykorzystywanych bezpośrednio do wytworzenia ciepła oraz rurociągów i przewodów sieci rozdzielczych służących do jego przesyłania, a także zmiana cen paliw i cen energii elektrycznej. Nie bez znaczenia były także koszty modernizacji eksploatowanych dotąd systemów ciepłowniczych, w tym koszty modernizacji źródeł i dokonanej konwersji stosowanych paliw. Ponadto zaobserwowano, iż pierwsze taryfy opracowane przez przedsiębiorstwa, które dopiero w 2002 r. zdecydowały się przedłożyć je do zatwierdzenia, cechowały się bardzo zróżnicowanym poziomem wzrostu opłat dla odbiorców ciepła.

W 2002 r. Prezes URE w przypadku 7 przedsiębiorstw energetycznych (w 2001 r. w przypadku 3) pozytywnie ocenił dokonane przez nie przedsięwzięcia

Rysunek 11. Średnioważone ceny i stawki opłat wynikające z taryf zatwierdzonych w 2002 r.



modernizacyjne oraz plany inwestycyjne i restrukturyzacyjne. W konsekwencji ustalili, iż okres obowiązywania opracowanych przez nie taryf dla ciepła będzie dłuższy niż 2 lata, tym samym ustalili dla nich współczynniki korekcyjne X_r .

Należy podkreślić, iż pierwotnie zaproponowane przez przedsiębiorstwa wzrosty cen i stawek opłat były znacznie wyższe od dotychczas stosowanych. W skrajnych przypadkach przedsiębiorstwa proponowały wzrosty cen i stawek opłat w wysokości znacznie przekraczającej 20% (były też przypadki, kiedy przedsiębiorstwo dla jednej z grup odbiorców proponowało nawet 150-procentowy wzrost cen). Po analizie i weryfikacji kosztów stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat doprowadzono do obniżenia opłat do poziomu ekonomicznie uzasadnionego i akceptowalnego przez odbiorców ciepła, tj. wynoszącego w oddziale 3,4% (w województwie pomorskim – 3,57%, w województwie warmińsko-mazurskim – 3,18%). Wyższe potrzeby w zakresie wzrostu cen i stawek opłat zgłaszali przede wszystkim przedsiębiorcy z terenu województwa warmińsko-mazurskiego. Działania regulacyjne doprowadziły do obniżenia opłat dla odbiorców o łączną kwotę ok. 8 mln zł, tj. o kwotę prawie trzy razy wyższą od łącznych opłat za ciepło ponoszonych np. przez mieszkańców Nowego Dworu Gdańskiego w województwie pomorskim lub pięciokrotnie wyższą od ponoszonych kosztów zakupu ciepła w Pasłęku w województwie warmińsko-mazurskim.

Na uwagę zasługuje także fakt, iż w okresie sprawozdawczym na łączną liczbę 61 zatwierdzonych w oddziale taryf dla ciepła znajdują się 3 taryfy dla ciepła wytwarzanego ze słomy oraz jedna taryfa dla ciepła wytwarzanego z trocin drzewnych. Trzy przedsiębiorstwa wykorzystujące w procesie wytwarzania ciepła słomę są jednostkami budżetowymi gmin z terenu województwa pomorskiego. Przedsiębiorstwa te sprzedały razem zaledwie 0,2% łącznej ilości ciepła dostarczonego w 2002 r. do odbiorców zamieszkałych na terenie tego województwa. Zatwierdzone w okresie sprawozdawczym średnie wskaźnikowe ceny ciepła wytworzonego ze słomy kształtowały się na stosunkowo wysokim poziomie tj. od 24,61 zł/GJ do 33,34 zł/GJ. Dla porównania: średnioważona cena ciepła wytworzonego ogółem w 2002 r. w województwie pomorskim wyniosła 23,40 zł/GJ, w tym ciepła wytworzonego z wykorzystaniem mialu węglowego 22,67 zł/GJ. Z analizy cen ciepła wytwarzanego w odnawialnych źródłach ciepła (na trocinę i zrębki drzewne oraz słomę) wynika, iż ich poziom w zestawieniu z poziomem cen ciepła pochodzącego z przetworzenia innych rodzajów paliw nie jest atrakcyjny dla odbiorców. Odbiorców bowiem interesuje przede wszystkim informacja, po jakiej cenie kupuje ciepło, czy cena ta jest zasadna i czy jest niższa od ceny ciepła wytwarzanego przez innych producentów. Efekt ekologiczny jest dla typowego odbiorcy dużo mniej ważny. Należy jednak zauważyć, iż niewątpliwą korzyścią wytwarzania ciepła w źródłach odnawialnych jest

zagospodarowanie dużej ilości odpadów w postaci trocin i zrębków, oferowanych przez różne miejscowe przedsiębiorstwa zajmujące się przetwarzaniem drewna. Ponadto oszczędza się dzięki temu środowisko, nie narażając go na nadmierną emisję zanieczyszczeń powstających podczas spalania np. mialu węglowego lub drogiego gatunków węgla.

3.3.3. *Struktura własności przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz jej związek z poziomem cen i stawek opłat*

Na dzień 31 grudnia 2002 r. ze 105 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, mających siedziby na terenie działania oddziału i prowadzących działalność w zakresie zaopatrzenia w ciepło, 54 przedsiębiorstwa stanowiły własność jednostek samorządu terytorialnego, a 51 pozostałych było własnością spółdzielczą, prywatnych przedsiębiorców lub Skarbu Państwa. Wyodrębnienie tych dwóch grup przedsiębiorstw na podstawie rodzaju własności pozwoliło na porównanie efektywności ich działania jako monopolu naturalnych.

W 2002 r. udziały 6 przedsiębiorstw należących wcześniej do jednostek samorządu terytorialnego sprzedano inwestorom prywatnym, w większości mającym pochodzenie zagraniczne. W przypadku 4 innych spółek komunalnych nastąpiło przejście zorganizowanych części przedsiębiorstw przez przedsiębiorców prywatnych. Należy zauważyć, iż proces zmiany struktury własności przedsiębiorstw ciepłowniczych następuje stosunkowo wolno, a sprzedaż majątku komunalnego prywatnym inwestorom zwykle traktowana jest przez jednostki samorządu terytorialnego jako instrument służący do zmniejszania deficytu budżetów lokalnych. Część jednostek samorządu terytorialnego prowadzi nadal działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło poprzez zakłady budżetowe, jednak jest to schyłkowa forma prawna i podmioty te są stopniowo zastępowane spółkami prawa handlowego.

Wskaźnik zaangażowania w działalność energetyczną w przypadku zarówno przedsiębiorstw komunalnych, jak i pozostałych, kształtuje się na bardzo różnicowanym poziomie, wahającym się od 0,4% do 100%. Większość przedsiębiorstw, zwłaszcza gdy ich właścicielami są jednostki samorządowe, oprócz działalności koncesjonowanej prowadzi działalność polegającą m.in. na zaopatrywaniu mieszkańców w wodę oraz na świadczeniu różnych usług komunalnych.

W okresie sprawozdawczym z 61 zatwierdzonych taryf dla ciepła 33 taryfy dotyczyły przedsiębiorstw o własności komunalnej. Analiza dynamiki wzrostu kosztów działalności koncesjonowanej prowadzonej przez takie przedsiębiorstwa wykazała, iż w przypadku przedsiębiorstw komunalnych nastąpił wzrost kosztów prowadzonej działalności ciepłowniczej w stosunku do kosztów tej działalności poniesionych w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.

W przypadku wytwarzania ciepła wzrost ten ukształtował się na średnim poziomie 0,57%, a w przypadku przesyłania i dystrybucji ciepła wzrost ten wyniósł średnio 4,01%. Dla pozostałej grupy przedsiębiorstw wzrost kosztów prowadzonej działalności koncesjonowanej ukształtował się na niższym poziomie i wyniósł w przypadku wytwarzania ciepła średnio 0,08%, a w przypadku przesyłania i dystrybucji ciepła średnio 1,41%. Zróżnicowanie to znalazło również wyraz w uznaniu części kosztów prowadzonej działalności koncesjonowanej za koszty nieuzasadnione. Wysokość kosztów nieuzasadnionych w przeliczeniu na jednostkę ciepła sprzedanego (GJ), wytworzonego w przedsiębiorstwach komunalnych, wyniosła 2,30 zł/GJ i była znacznie wyższa od kosztów nieuzasadnionych przypadających na jednostkę ciepła wytworzonego w pozostałych przedsiębiorstwach (tj. 0,92 zł/GJ).

Średnioważona cena ciepła wytwarzanego w przedsiębiorstwach komunalnych ukształtowała się na poziomie 28,27 zł/GJ i była o 24% wyższa od ceny ciepła wytwarzanego w pozostałych przedsiębiorstwach. Podobne zależności zaobserwowano w odniesieniu do działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła. Średnia stawka opłaty przesyłowej wynikająca z zatwierdzonych taryf opracowanych przez przedsiębiorstwa komunalne wyniosła 12,51 zł/GJ i była o 140% wyższa od średniej stawki opłaty wynikającej z taryf zatwierdzonych dla pozostałej grupy przedsiębiorstw. Jeżeli zaś chodzi o wzrost opłat dla odbiorców, który w 2002 r. w skali całego oddziału ukształtował się na średnim poziomie wynoszącym 3,40%, to należy podkreślić różnicę pomiędzy wzrostami opłat ponoszonych przez odbiorców zaopatrywanych przez obie grupy przedsiębiorstw. Średni arytmetyczny wzrost opłat dla odbiorców, którym ciepło dostarczały przedsiębiorstwa komunalne, wyniósł 3,54% i wahał się w przedziale od (-)15,2% do 21,52%, z kolei średni arytmetyczny wzrost opłat za ciepło dostarczane przez pozostałą grupę przedsiębiorstw ukształtował się na średnim poziomie 2,76% i wahał się od (-)13,88% do 13,04%.

Z analizy efektywności przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie oddziału, których właścicielami są jednostki samorządu terytorialnego, wynika, iż przedsiębiorstwa te cechuje niższa niż w pozostałych przedsiębiorstwach efektywność działania. Skutkuje to wyższą dynamiką wzrostu kosztów działalności koncesjonowanej w stosunku do dynamiki z poprzednich lat, a także wyższą dynamiką wzrostu oraz wyższym poziomem cen i stawek opłat. Na niższą efektywność tych przedsiębiorstw wpłynęła między innymi niewłaściwa polityka inwestycyjna realizowana przez ich właścicieli. Przed 2002 r. część źródeł ciepła należących do gmin, zwłaszcza zlokalizowanych na terenie obecnego województwa warmińsko-mazurskiego, została już zmodernizowana w zakresie stosowanego paliwa. Modernizacja ta wynikała z programu mającego na celu zmniejszenie odprowadzanych do atmosfery zanieczyszczeń („Zielone płuca Polski”) i polegała na zastą-

pieniu paliwa stałego paliwem ciekłym, często bez wcześniejszego przeprowadzenia rachunku ekonomicznego. W efekcie poziom cen ciepła pochodzącego ze zmodernizowanych źródeł był trudno akceptowalny przez odbiorców i często przewyższał ich możliwości finansowe. Przedsiębiorstwa te, mając na uwadze wysoki wzrost cen oleju opałowego lekkiego typu „Ekoterm”, dążąc do zmniejszania kosztów związanych z jego zakupem, dokonywały kolejnych inwestycji modernizacyjnych mających na celu przystosowanie eksploatowanych kotłów do zużywania olejów średnich i ciężkich. Dokonana ex post weryfikacja przeprowadzonych inwestycji w zakresie konwersji stosowanych paliw powodowała dalszy wzrost stałych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, a tym samym sugerowała marnotrawstwo środków samorządowych przeznaczanych na modernizację lokalnych systemów ciepłowniczych. Analiza ekonomiczna opłacalności inwestycji modernizacyjnych w zakresie stosowanych paliw nie zawsze potwierdzała opłacalność zastępowania używania olejów lekkich używaniem olejów ciężkich, na co organy samorządowe nie zwracały wówczas uwagi.

Tylko w 2 przedsiębiorstwach o własności komunalnej nastąpiła konwersja paliwa: z paliwa stałego (tj. węgla kamiennego) na paliwo ciekłe (tj. gaz). Jednocześnie do pozytywnych zjawisk obserwowanych w przedsiębiorstwach samorządowych zaliczyć należy likwidację wysokokosztowych lokalnych źródeł ciepła opalanych węglem kamiennym lub koksem i sukcesywne podłączanie dotychczasowych odbiorców tego ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej.

Z analizy wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła złożonych w roku sprawozdawczym przez 33 przedsiębiorstwa będące własnością samorządów terytorialnych, wynika, iż z podanej liczby przedsiębiorstw komunalnych jedynie 4 przedsiębiorstwa, działające w formie zakładów budżetowych, zostały zwolnione przez swoich właścicieli (gminy) z wnoszenia corocznych opłat z tytułu podatku od infrastruktury ciepłowniczej.

3.3.4. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2002 r. w oddziale prowadzone były 4 postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz 1 postępowanie o zmianę taryfy. Postępowania administracyjne zakończyły się wydaniem 3 decyzji o zatwierdzeniu taryf dla energii elektrycznej, opracowanych przez Rafinerię Gdańską SA, Elektrociepłownię Wybrzeże Gdańsk SA oraz Elektrociepłownię Elbląg SA. W przypadku przedsiębiorstwa Energobaltic Sp. z o.o. prowadzone postępowanie administracyjne zostało umorzone z urzędu, bowiem stwierdzono, iż nie występowało skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, a tym samym taryfa tegoż przedsiębiorstwa nie podlegała obowiązkowi zatwierdzenia. Ponadto w 2002 r. rozpoczęto postępowanie administracyjne o zmianę wcześniej zatwierdzonej taryfy dla energii elek-

trycznej, opracowanej przez Rafinerię Gdańską SA. Zakończenie tego postępowania nastąpi w 2003 r.

3.3.5. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2002 r. w oddziale prowadzonych było 16 spraw spornych, wszczętych na wnioski stron. Z wnioskami o rozstrzygnięcie sporu występowali głównie odbiorcy energii elektrycznej i ciepła. Tylko w 1 przypadku z takim wnioskiem wystąpiło przedsiębiorstwo ciepłownicze zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego u wytwórcy. Przedsiębiorstwo to nie mogło ustalić z przedsiębiorstwem-wytwórcą istotnego punktu umowy sprzedaży ciepła, dotyczącego zasad i warunków pracy własnego źródła ciepła, które dotąd pracowało jako źródło szczytowe, a od 2002 r. miało stać się źródłem podstawowym.

W 9 zakończonych postępowaniach decyzje rozstrzygające wydano w 3 sprawach, od których w 2 przypadkach strona odwołała się do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na dzień 31 grudnia 2002 r. rozstrzygnięcia w tych sprawach jeszcze nie zapadły.

W 3 rozstrzygniętych sprawach 2 decyzje były korzystne dla odbiorców – Prezes URE orzekł zawarcie umów sprzedaży ciepła zgodnie z ich wnioskami – a 1 decyzja była niekorzystna dla odbiorcy, gdyż orzeczono, że wstrzymanie przez przedsiębiorstwo dostaw ciepła do nieruchomości odbiorcy było uzasadnione.

W 2002 r. kontynuowano 3 postępowania (po wcześniejszym uchynieniu decyzji przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów) w sprawie odmowy zawarcia umów o świadczenie usług w zakresie przesyłania ciepła do uprawnionych odbiorców, które to postępowania w 2 przypadkach nie zostały zakończone w 2002 r. W pierwszym przypadku umorzono, na wniosek odbiorcy, postępowanie administracyjne w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych w zakresie ciepła. Z kolei w drugim przypadku, po uchynieniu przez sąd decyzji, nadal toczyły się postępowania w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła oraz w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej. W obu tych sprawach postępowanie zostało zawieszono (w jednym przypadku na wniosek strony, w drugim – z urzędu).

Ponadto, w grupie prowadzonych spraw w 4 przypadkach dotyczących nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej oraz odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła umorzono postępowanie na wniosek strony, a w jednym – w sprawie zmiany umowy sprzedaży energii elektrycznej dla Małej Elektrowni Wodnej – umorzono postępowanie administracyjne z urzędu, bowiem w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. z 2000 r. Nr 122, poz. 1336) – inaczej niż w rozpo-

ządzeniu obowiązującym poprzednio – nie określono ceny, po jakiej przedsiębiorstwa obrotu miały obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych.

Od tej decyzji Mała Elektrownia Wodna odwołała się do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Zakres prowadzonych w 2002 r. postępowania nie różnił się zasadniczo od spraw prowadzonych w roku poprzednim i obejmował spory w zakresie zapisów umowy sprzedaży energii oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii. Rozstrzygane sprawy polegały na ukształtowaniu spornych punktów umów sprzedaży energii, dotyczących w szczególności ceny, terminu oraz możliwości wypowiedzenia umowy.

W okresie sprawozdawczym w oddziale toczył się spór pomiędzy odbiorcami ciepła a jedną z gmin województwa warmińsko-mazurskiego. Dotyczył on odmowy zawarcia przez gminę umów sprzedaży ciepła. W związku ze złym stanem technicznym urządzeń ciepłowniczych zainstalowanych w jednej ze szkół gmina wypowiedziała umowy sprzedaży ciepła i zaprzestała dostarczania ciepła ze szkolnej kotłowni do byłych mieszkań służbowych, zlokalizowanych w budynku szkoły. W wyniku rozprawy administracyjnej, przeprowadzonej w toku postępowania administracyjnego, podczas której skonfliktowane strony namawiano do zawarcia porozumienia, strony porozumiały się w zakresie dostaw ciepła tylko na okres najbliższych dwóch lat, a po upływie tego okresu odbiorcy będą musieli podjąć działania w celu zapewnienia sobie indywidualnego zaopatrzenia w ciepło. Z powyższego sporu można domniemywać, iż w przyszłości będą mogły pojawiać się problemy związane z zaopatrywaniem w ciepło lokali nabytych przez dotychczasowych najemców, a należących wcześniej m.in. do zakładów pracy, gmin czy innych właścicieli.

Toczące się w 2002 r. sprawy w zakresie energii elektrycznej dotyczyły przede wszystkim nieuzasadnionego, zdaniem odbiorcy, wstrzymania jej dostaw z powodu stwierdzenia nielegalnego poboru energii lub niezapłacenia w terminie należności za jej zużycie, a także odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej i odmowy przyłączenia do sieci energetycznej.

W okresie sprawozdawczym rozpatrzono również 233 sprawy, które nie wymagały rozstrzygnięcia w trybie decyzji administracyjnej (wzrost tego rodzaju spraw o 79% w stosunku do 2001 r.). W 231 przypadkach, po ustaleniu okoliczności faktycznych i prawnych, udzielono skarżącym się pełnych wyjaśnień, a w 2 przypadkach przekazano skargę do rozpatrzenia według właściwości do UOKiK i do urzędu skarbowego. Zwiększająca się liczba rozpatrywanych spraw wynika z zauważalnego wzrostu świadomości odbiorców. Coraz więcej finalnych odbiorców, prowadzących gospodarstwa domowe, posiada wiedzę o istnieniu oddziały na terenie ich zamieszkania i o możliwości skorzystania z porad oraz z fachowej wiedzy pracowników. Ponadto można zaobserwować, że rozpatrywanie przez oddział

spraw zgłaszanych przez odbiorców i udzielanie im dokładnych i wyczerpujących informacji w danych kwestiach wpływa na poszerzenie ich wiedzy z zakresu energetyki, a tym samym przyczynia się do zmiany podejścia przedsiębiorstw energetycznych do klientów – odbiorców paliw i energii.

Z przeprowadzonej analizy rozpatrywanych skarg wynika, iż najwięcej z nich (31% łącznej liczby skarg) dotyczyło realizacji warunków umów sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub umów o przyłączenie do sieci energetycznej (w 2001 r. skarg takich było 30%). W sprawach tych, które niejednokrotnie mogły być rozstrzygane na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, na skutek podejmowanych przez oddział działań, a w szczególności prowadzonych mediacji, w których wskazywano zainteresowanym stronom na obojętne korzyści wynikające z zawartego porozumienia, strony wycofały wnioski lub uznawały wyjaśnienia przedstawione przez oddział za satysfakcjonujące.

Wiele spraw rozstrzyganych przez oddział dotyczyło prawidłowości stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zmian opłat wynikających z wprowadzenia przez przedsiębiorstwa nowych taryf, bądź stosowania wcześniej zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla ciepła (stanowiły one 24% łącznej ilości rozpatrzonych skarg). Aby przybliżyć odbiorcom tematykę zatwierdzania taryf w trakcie trwających postępowań administracyjnych, w których stronami są tylko przedsiębiorstwa energetyczne składające wnioski o zatwierdzenie taryf, w okresie sprawozdawczym z inicjatywy oddziału bądź na zaproszenie przedsiębiorstw energetycznych czy też odbiorców odbywały się spotkania, podczas których pracownicy oddziału wyjaśniali problemy dotyczące zasad kształtowania taryf oraz zasad ich stosowania, a także udzielali odpowiedzi na

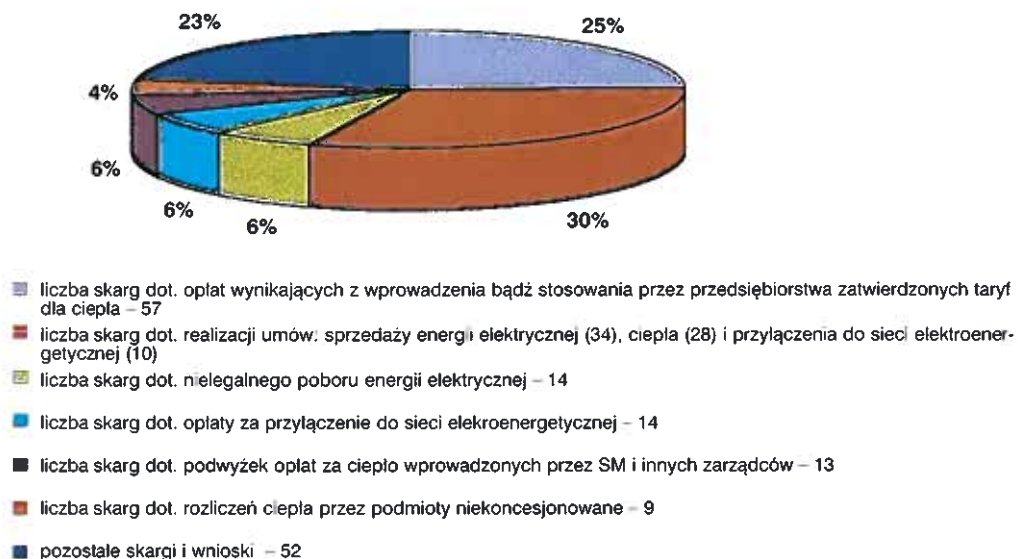
nurtujące odbiorców pytania dotyczące podwyżek cen ciepła. Owocem tych spotkań było niejednokrotnie załagodzenie napięć wynikających z wprowadzenia w życie taryf dla ciepła. Często udzielanie odbiorcom szczegółowych wyjaśnień dotyczących zatwierdzania taryf poprzez akcentowanie miejsca i roli przedsiębiorstw energetycznych pozwalało zażegnać istniejące napięcia, wynikające z niepełnej znajomości problemów związanych z zatwierdzaniem taryf.

Strukturę skarg rozpatrzonych w oddziale przedstawia rysunek 12.

W okresie sprawozdawczym, podobnie jak w 2001 r., w oddziale rozpatrywano znaczną liczbę spraw związanych z nielegalnym poborem energii elektrycznej. Sprawy te były efektem podejmowanych przez zakłady energetyczne wzmożonych działań zmierzających do wykrywania takich przypadków oraz wynikały ze wzrostu świadomości odbiorców o możliwości wniesienia skargi do Prezesa URE. Odbiorcy w swoich wystąpieniach często zarzucali przedsiębiorstwom działanie niezgodne z przepisami dotyczącymi zasad przeprowadzania kontroli. Mając na uwadze zgłaszane przez odbiorców skargi w tym zakresie, z inicjatywy oddziału odbyły się spotkania z przedstawicielami spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej z obszaru właściwości terytorialnej oddziału, podczas których przypomniano spółkom o przepisach dotyczących zasad przeprowadzania kontroli oraz zobowiązano je do tego, aby pracownicy spółek dystrybucyjnych dokonujący kontroli postępowali zgodnie z obowiązującymi zasadami, a co za tym idzie, aby w przyszłości zmniejszyła się liczba skarg na niewłaściwe postępowanie pracowników podczas kontroli.

Ponadto wiele z rozpatrywanych skarg dotyczyło zasadności i prawidłowości podwyżek opłat za ciepło wprowadzanych przez spółdzielnie mieszkaniowe lub

Rysunek 12. Struktura skarg rozpatrzonych w 2002 r.



zarządzających budynkami. Pomimo iż sprawy te nie należą do właściwości Prezesa URE, oddział po zwróceniu się o udzielenie informacji do przedsiębiorstw energetycznych zaopatrujących w ciepło budynki, w których zamieszkiwali indywidualni odbiorcy w lokalach, przedstawiał wyczerpujące wyjaśnienia tym odbiorcom wskazując jednocześnie organy kompetentne do rozstrzygania tych sporów. Na ogół indywidualni odbiorcy w lokalach będący członkami spółdzielni mieszkaniowych lub wspólnot mieszkaniowych nie byli zorientowani co do zasad kształtowania opłat za ciepło i relacji typu: dostawca ciepła – spółdzielnia (wspólnota) mieszkaniowa – lokator.

3.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2002 r. pracownicy oddziału przeprowadzili 97 kontroli przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji. W 39 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości, które dotyczyły m.in. nierealizowania obowiązku sporządzania rocznego sprawozdania z działalności objętej koncesją oraz niezrealizowania w terminie warunków dotyczących wyposażenia węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji. W wyniku przeprowadzonych kontroli wydano 30 decyzji nakładających na przedsiębiorstwa energetyczne kary pieniężne za nieprzesłanie w terminie obowiązkowego sprawozdania. W trzech przypadkach postępowania administracyjne zostały umorzone. W następstwie prowadzonych postępowań kontrolnych i wyjaśniających w 2 przypadkach wydano postanowienia o wykreśleniu warunku dotyczącego wyposażenia węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji, a w 2 innych przypadkach zmieniono treść decyzji koncesyjnych odnośnie do przedłużenia terminu montażu układów automatycznej regulacji i w zakresie opisu sieci ciepłowniczej.

b) standardy jakościowe obsługi odbiorców

W okresie sprawozdawczym w oddziale przeprowadzono 64 kontrole dotrzymania przez przedsiębiorstwa standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie dostarczania ciepła, energii elektrycznej i gazu. W 17 przypadkach ujawniono nieprawidłowości w działalności jednostek kontrolowanych, w wyniku czego podjęto czynności w celu wyjaśnienia wszelkich okoliczności sprawy. W trakcie prowadzonych postępowań wyjaśniających stwierdzono, iż główne nieprawidłowości polegały m.in. na niedotrzymaniu przez przedsiębiorstwa terminów w zakresie udzielenia odpowiedzi na interwencje odbiorców, na nieprawidłowym postępowaniu przy ustalaniu nielegalnego poboru energii elektrycznej, niewłaściwym przyłączeniu do sieci oraz niedotrzymaniu standardów w zakresie temperatury c.w.u. W wyniku przeprowadzonych kontroli w 10 przypadkach skierowano wystąpienia pokontrolne do przedsiębiorstw, natomiast w 7 przy-

padkach przedsiębiorstwa energetyczne same usunęły nieprawidłowości.

c) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Kontrole kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych przeprowadzone zostały w 33 przedsiębiorstwach energetycznych podległych właściwości rzeczowej oddziału. W trakcie kontroli zaświadczeń i świadectw kwalifikacyjnych osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych, przy których wymagane jest posiadanie kwalifikacji, w 23 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości. Dotyczyły one m.in. braku lub niezgodnego z przepisami wykazu stanowisk pracy, przedstawienia przez przedsiębiorstwa energetyczne kopii nieważnych, nieaktualnych oraz sfałszowanych zaświadczeń kwalifikacyjnych. W wyniku przeprowadzonych kontroli w stosunku do 11 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych skierowano wystąpienia pokontrolne, natomiast w 4 przypadkach o stwierdzonych nieprawidłowościach powiadomiono organy ścigania.

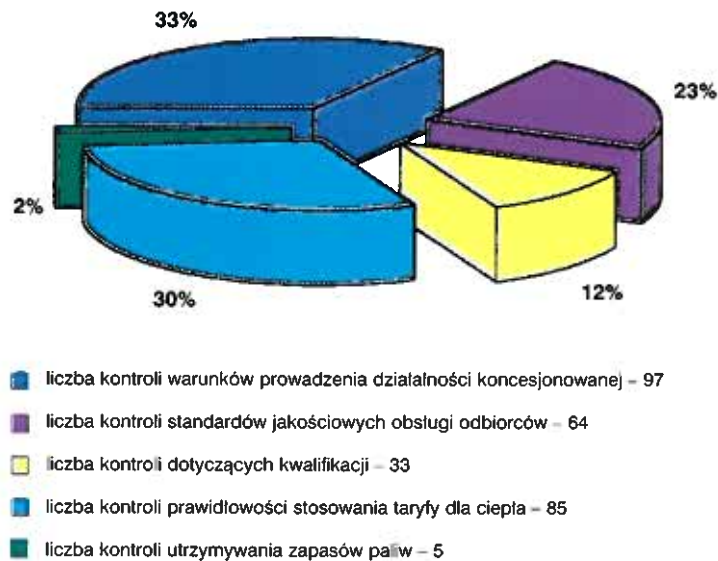
d) prawidłowość stosowania taryf

W 2002 r. podczas rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła oraz rozpatrywania skarg odbiorców dotyczących wysokości cen i stawek opłat oddział przeprowadził 85 kontroli prawidłowości stosowania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu. Spośród przeprowadzonych kontroli w 9 przypadkach ujawniono nieprawidłowości, które dotyczyły m.in. naliczania przez przedsiębiorstwa energetyczne niewłaściwych cen i stawek opłat w stosunku do odbiorców z wyodrębnionych grup taryfowych, stosowania cen i stawek opłat niezgodnie z taryfą, stosowania podwójnej opłaty abonamentowej wobec odbiorców oraz przedterminowego w odniesieniu do daty publikacji wprowadzania w życie taryfy dla ciepła. W wyniku przeprowadzonych kontroli w stosunku do 4 przedsiębiorstw energetycznych skierowano wystąpienia pokontrolne, w 2 przypadkach umorzono wszczęte postępowanie, w kolejnych 2 przypadkach przedsiębiorstwa same usunęły nieprawidłowości. Tylko w jednym przypadku nie wszczęto postępowania z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, z uwagi na niską szkodliwość czynu.

e) utrzymywanie wymaganych zapasów paliw

W 2002 r. przeprowadzono w trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych o zatwierdzenie taryfy dla ciepła kontrolę zapasów paliw w odniesieniu do 5 przedsiębiorstw energetycznych. Na podstawie powyższych kontroli stwierdzono, iż w przypadku 3 przedsiębiorstw zapasy były gromadzone w wymiarze wyższym niż wymagane, jednakże w postępowaniu administracyjnym o zatwierdzenie taryfy koszty utrzymania nadmiernych zapasów zostały uznane za nieuzasad-

Rysunek 13. Struktura przeprowadzonych kontroli w 2002 r.



nione. Ponadto w przypadku 2 przedsiębiorstw stwierdzono, iż z powodu występujących w nich trudności finansowych stan zapasów paliw był niższy od normatywnych.

Strukturę przeprowadzonych kontroli przedstawia rysunek 13.

3.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W oddziale zostało wszczętych 40 postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych.

W czterech sprawach dotyczących stosowania taryf bez przestrzegania obowiązku przedłożenia ich do zatwierdzenia przez Prezesa URE (art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne) w 2 przypadkach wymierzono przedsiębiorstwom kary pieniężne, a w pozostałych dwóch postępowanie umorzono.

W jednej sprawie wszczęto postępowanie o nałożenie kary za stosowanie cen i taryf wyższych od zatwierdzonych (art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne). Wydano decyzję nakładającą karę, którą następnie Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów uchylił, po czym postępowanie umorzono.

W okresie sprawozdawczym w oddziale podjęto działania dyscyplinujące wobec przedsiębiorstw nie wypełniających obowiązków wynikających z udzielonych koncesji. Po okresie upominania i przypominania kierownictwu przedsiębiorstw o konieczności wypełniania obowiązków wynikających z koncesji, w tym obowiązku sporządzania do 15 kwietnia roku następnego sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej za rok poprzedni, podjęto działania zmierzające do ich ukarania. W wyniku wszczętych (na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne) 33 postępowań w 30 przypadkach nałożono na przedsiębiorstwa kary pieniężne w łącznej kwocie 63 000 zł. Spośród ukaranych orzeczone kary

zapłaciło 24 koncesjonariuszy na łączną kwotę 52 500 zł. W 4 przypadkach przedsiębiorstwa odwołały się od decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, przy czym w jednym przypadku sąd odrzucił odwołanie i przedsiębiorstwo zapłaciło orzeczoną karę. Ponadto w drugim przypadku na wniosek przedsiębiorstwa orzeczone kary zostały rozłożone na raty. W jednym przypadku cała kara została zapłacona w 2002 r., a w drugim przedsiębiorstwo dokona pełnej spłaty należności z tytułu tej kary w 2003 r. W pozostałych 3 przypadkach wszczęte postępowania zostały umorzone.

Jednocześnie w 2002 r. nałożono na 2 przedsiębiorstwa kary pieniężne z tytułu nierealizowania obowiązków wynikających z koncesji. Polegało to m.in. na nieopracowaniu i nieprzedstawieniu Prezesowi URE w ciągu 6 miesięcy od dnia udzielenia koncesji programu mającego na celu racjonalne i oszczędne zużycie paliw, na niesporządzeniu w wyznaczonym terminie programu własnych działań zmierzających do ograniczenia obciążenia środowiska oraz na niedotrzymywaniu właściwych standardów jakościowych świadczenia usług energetycznych, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Nałożone kary w wysokości 50 000 i 3 000 zł zostały przez przedsiębiorstwa zapłacone w całości.

3.4. Pozostała działalność oddziału

Podkreślenia wymaga fakt, iż bliskie usytuowanie oddziału zarówno w stosunku do odbiorców, jak i przedsiębiorstw energetycznych, wpłynęło i wpływa nadal na dobre rozeznanie warunków, w których funkcjonują te podmioty. W związku z tym regulator może lepiej ocenić, na ile rzetelne są informacje podane przez przedsiębiorstwa energetyczne w składanych wnioskach taryfowych.

Z kolei usytuowanie oddziału na terenie zamieszkania odbiorców oraz obszaru działania przedsiębiorstw energetycznych pozwala poznać oraz orientować się na bieżąco w sytuacji panującej na lokalnym rynku pracy, co umożliwi dokonanie oceny możliwości finansowych odbiorców, a w szczególności prowadzących gospodarstwa domowe, w kontekście wnioskowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne podwyżek cen ciepła i energii elektrycznej.

Ponadto bliskość oddziału, w którym dokonywana jest analiza wniosków taryfowych koncesjonariuszy, umożliwia poprzez bezpośrednie kontakty z przedstawicielami przedsiębiorstw szybsze zakończenie prowadzonych spraw oraz daje możliwość bieżącego wyjaśniania wątpliwości rodzących się w trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych, co w efekcie pozwala także na minimalizowanie kosztów komunikowania się oddziału z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Oddział na wniosek zainteresowanych stron podejmuje działania mediacyjne oraz interwencyjne w sprawach wymagających natychmiastowego działania, takich jak wstrzymanie dostaw ciepła, gazu czy energii elektrycznej. To z kolei powoduje zażegnanie rodzących się konfliktów na poziomie odbiorca – przedsiębiorstwo energetyczne.

W siedzibie oddziału organizowane były szkolenia dla pracowników przedsiębiorstw (w zakresie sporządzenia merytorycznie poprawnego wniosku o zatwierdzenie taryfy) oraz spotkania negocjacyjne w trakcie prowadzonych postępowań. Niewielka odległość siedziby oddziału od siedziby przedsiębiorstw spowodowała, iż możliwe było uczestniczenie przedstawicieli oddziału w spotkaniach organizowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne lub przez odbiorców.

Należy wskazać również, że oddział ma możliwość bieżącej analizy informacji zawartych w lokalnej prasie, a tym samym reagowania na sprawy w niej poruszane, co niejednokrotnie powoduje podjęcie szybkiej interwencji w sytuacji rodzących się konfliktów oraz zażegnania mogących mieć miejsce ewentualnych sporów. Ponadto możliwa jest bieżąca współpraca z innymi organami (UOKiK, powiatowi rzecznicy konsumentów, Państwowa Inspekcja Pracy), m.in. poprzez wymianę doświadczeń, co w rezultacie wpływa na poszerzenie wiedzy odbiorców (np. o tym, w jakich sprawach i do jakich organów należy się zwrócić celem ich rozwiązania).

a) *współpraca z odbiorcami i przedsiębiorstwami energetycznymi*

Wychodząc z założenia, że w wypadku zaistnienia sporów lub groźby ich powstania lepszym rozwiązaniem może okazać się nakłonienie stron do pojednania, oddział brał udział jako mediator w sporach, o których mowa w art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, a także w sporach innego rodzaju. Skutkiem prowadzonych mediacji było wycofywanie wniosków o wszczęcie postępowania administracyjnego w sprawie rozstrzy-

gnięcia sporu i niewszczywanie stosownej procedury albo brak przedkładania skarg przez zainteresowane strony.

Ponadto przedstawiciele oddziału na spotkaniach organizowanych z własnej inicjatywy lub na zaproszenie przedsiębiorstw energetycznych czy też odbiorców wyjaśniali problemy, w szczególności dotyczące zasad kształtowania i stosowania taryf.

Na szczególną uwagę zasługuje angażowanie się oddziału w mediacje związane z istotnymi problemami dotyczącymi funkcjonowania całych systemów ciepłowniczych dużych i małych miast. Przykładem mogą być prowadzone w siedzibie oddziału negocjacje z głównymi odbiorcami oraz przedsiębiorstwem prowadzącym działalność w zakresie przesyłania, dystrybucji ciepła i obrotu ciepłem w Elblągu. Spotkania zainteresowanych stron na neutralnym terenie pozwoliły na wyjaśnienie spornych zagadnień i zbliżenie stanowisk stron.

Ponadto w siedzibie oddziału odbywały się spotkania z odbiorcami ciepła, energii elektrycznej i gazu oraz z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych. W ramach skarg i wniosków przyjęto 49 interesantów. W spotkaniach, podobnie jak w rozstrzyganych sprawach skargowych, dominowała tematyka związana z zatwierdzonymi i obowiązującymi taryfami dla ciepła oraz sprawy dotyczące umów sprzedaży ciepła.

Pozostałe problemy omawiane przez interesantów dotyczyły m.in. nielegalnego poboru energii elektrycznej, treści umowy na dostawę energii elektrycznej, warunków uzyskania koncesji na ciepło, jak również kwestii dotyczących rozliczeń za ciepło dokonywanych przez spółdzielnie mieszkaniowe i innych zarządzających.

Pracownicy oddziału wzięli ponadto udział w spotkaniach z przedstawicielami spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej z obszaru województw pomorskiego i warmińsko-mazurskiego. Spotkania miały na celu omówienie problemów dotyczących przeprowadzania kontroli w zakresie nielegalnego poboru energii elektrycznej, a także przedstawienie stanowiska oddziału w rozpatrywanych skargach oraz wskazanie na utrwaloną linię orzecznictwa Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w tym zakresie.

Wychodząc naprzeciw potrzebom odbiorców ciepła, oddział we współpracy z Okręgowym Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gdyni oraz z Sydkraft EC Słupsk Sp. z o.o. przygotował „Poradnik dla odbiorców ciepła”, który poczynając od 2002 r. ukazuje się cyklicznie w regionalnej prasie, jak „Dziennik Bałtycki” oraz „Głos Pomorza”. W poradniku tym przedstawiane są odpowiedzi na najczęściej pojawiające się pytania odbiorców.

Podobna praktyka, ale w zakresie energii elektrycznej, stosowana była we współpracy z ENERGA Gdańską Kompanią Energetyczną SA w Gdańsku oraz z Zakładem Energetycznym SA w Słupsku. Od 2002 r. w regionalnej prasie ukazuje się „Poradnik dla

odbiorców energii elektrycznej”, wyjaśniający kwestie interesujące odbiorców energii elektrycznej.

b) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz z powiatowymi (miejskimi) rzecznikami konsumentów

W 2002 r., w ramach przybliżania problematyki działania oddziału i Prezesa URE, kontynuowano współpracę z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów i z rzecznikami konsumentów działającymi na obszarze właściwości terytorialnej oddziału, poprzez udział w spotkaniach organizowanych przez rzeczników lub przez oddział.

W oddziale nadal działa punkt konsultacyjny dla rzeczników, udzielający porad m.in. w zakresie stosowania przepisów Prawa energetycznego. Rzecznicy w ramach punktu konsultacyjnego na bieżąco kontaktują się z wyznaczonymi pracownikami oddziału. Działalność punktu przyczynia się do pogłębiania przez rzeczników wiedzy z zakresu energetyki. Udzielano także informacji o tematyce spraw skargowych rozstrzyganych w oddziale z obszaru działania rzeczników.

4. Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu

Zasięg terytorialny Oddziału Zachodniego z siedzibą w Poznaniu obejmuje województwa: wielkopolskie i kujawsko-pomorskie, na których skupia się łącznie działalność 370 gmin.

Zatrudnienie uległo zmniejszeniu o 1 osobę do 15 ogółem zatrudnionych, z tego 6 osób ma wykształcenie techniczne, 6 – ekonomiczne, natomiast 3 prawnicze.

Od 6 kwietnia 1998 r. funkcję dyrektora oddziału pełni Henryk Kanoniczak.

4.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających co najmniej 1 koncesję według stanu na koniec 2002 r. wynosiła 463, przy czym dla poszczególnych obszarów koncesjonowanych liczba koncesji wynosiła: dla ciepła 257, dla energii elektrycznej 67, dla paliw ciekłych 325 i dla paliw gazowych 13, w tym 1 koncesja na obrót paliwem gazowym z zagranicą.

Największym producentem energii elektrycznej jest Zespół Elektrowni „Pątnów-Adamów-Konin” SA (2 338 MW) oraz elektrociepłownie w Poznaniu (275,5 MW) i w Bydgoszczy (262,4 MW) wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, o łącznej mocy cieplnej osiągalnej 2 600 MW.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną zajmowały się 4 spółki dystrybucyjne: Energetyka Poznańska SA, Energetyka Kaliska SA, Zakład Energetyczny Toruń SA oraz Zakład Energetyczny Bydgoszcz SA. Usługi dystrybucji świadczyły również: Zielonogórskie Zakłady Energetyczne SA,

Zakład Energetyczny Płock SA i Zakład Energetyczny Gorzów SA.

Największe przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła to: Poznańska Energetyka Ciepła SA i Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bydgoszczy, świadczące usługi przesyłowe na poziomie odpowiednio 1 017 MW i 833 MW.

Głównymi dystrybutorami gazu ziemnego były: Wielkopolski Zakład Gazowniczy w Poznaniu oraz Zakład Gazowniczy w Bydgoszczy.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła odbywa się również w eksploatowanych na terenie działania oddziału terenowego odnawialnych źródłach energii. Elektrownia wodna na Wiśle we Włocławku o mocy zainstalowanej 160,2 MW sprzedała w 2002 r. 783,5 GWh energii elektrycznej, natomiast elektrownie wodne w gminie Koronowo o łącznej zainstalowanej mocy 45,2 MW sprzedały 123,5 GWh energii elektrycznej. Koncesjonowane źródła opalane słomą, o łącznej mocy 8,2 MW, wytwarzają rocznie ok. 56 tys. GJ ciepła. Kociołownie takie pracują w Sępólnie Krajeńskim, Ostrowie Wlkp., Pniewach, w Gostycynie i Pawłównu. Jedno przedsiębiorstwo energetyczne realizuje obowiązek zakupu ciepła (23 tys. GJ/rok) ze źródła niekonwencjonalnego eksploatowanego w Toruniu, opalanego biogazem uzyskiwanym ze składowiska odpadów komunalnych.

4.2. Odbiorcy paliw i energii

Największym odbiorcą energii elektrycznej (964 GWh/rok), kupowanej od wybranego przez siebie wytwórcy, jest Huta Aluminium SA w Koninie, która jako jedyny z 84 odbiorców uprawnionych w regionie korzysta z usług przesyłowych świadczonych w tym wypadku przez Energetykę Kaliską SA. Drugim pod względem wielkości zakupu odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe ANWIL SA we Włocławku, które zakupiły 629 GWh energii elektrycznej w 2002 r. Odbiorcami energii elektrycznej dokonującymi rocznych zakupów w granicach 300 GWh są: Kopalnia Węgla Brunatnego KONIN SA w Kleczewie, FRANTSCHACH Świecie SA w Świeciu, Zakłady Włókien Chemicznych ELANA SA w Toruniu, Zakłady Chemiczne ZACHEM w Bydgoszczy.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, działające na rynku lokalnym, zaspokajają zdecydowaną większość potrzeb komunalno-bytowych spółdzielni mieszkaniowych, wspólnot mieszkaniowych czy odbiorców indywidualnych. Największymi odbiorcami ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe (SM) takie jak np. SM Osiedle Młodych w Poznaniu, która w 2002 r. kupiła ponad 1 100 tys. GJ ciepła oraz Poznańska SM, Poznańska SM Winogrody w Poznaniu, ADM Sp. z o.o. w Bydgoszczy, Bydgoska SM i Fordońska SM w Bydgoszczy (zakupiły one w 2002 r. od 500 do 700 tys. GJ ciepła).

Najwięcej gazu ziemnego zużywają Zakłady Azotowe ANWIL SA we Włocławku – ponad 300 mln m³ rocznie.

Do największych odbiorców gazu ziemnego na terenie Zachodniego Oddziału Terenowego zaliczyć należy również huty szkła w: Gostyniu, Ujściu, Antoninku i Sierakowie, zużywające rocznie od 14 do 44 mln m³ oraz Volkswagen Poznań Sp. z o.o. (roczne zużycie na poziomie ok. 18 mln m³).

4.3. Działalność regulacyjna

W 2002 r. działalność regulacyjna była skoncentrowana na prowadzeniu postępowań administracyjnych związanych z koncesjonowaniem, zatwierdzaniem taryf dla ciepła i dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem oraz rozpatrywaniu skarg i rozstrzyganiu sporów. W trakcie tych postępowań przeprowadzono odpowiednie kontrole.

4.3.1. Koncesjonowanie

Przedkładane w 2002 r. wnioski o udzielenie koncesji, zmianę koncesji, stwierdzenie wygaśnięcia udzielonych koncesji często były niekompletne, zawierały błędy formalne, merytoryczne, co skutkowało wzywaniem tych przedsiębiorstw do ich poprawienia czy uzupełnienia. W toku prowadzonego postępowania o udzielenie koncesji, promesy koncesji, cofnięcia koncesji bądź ich zmiany występowało każdorazowo o opinię właściwego miejscowo zarządu województwa. Powodowało to wydłużenie 30-dniowego terminu rozpatrywania wniosków o czas oczekiwania na udzielenie odpowiedzi na wezwania czy wydanie opinii.

W 2002 r. w Zachodnim Oddziale Terenowym wydano na wniosek stron 5 nowych decyzji koncesyjnych, z tego jedną w zakresie wytwarzania ciepła oraz po dwie w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

Ponadto jednemu przedsiębiorstwu energetycznemu udzielono promesy koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła.

Wydano również na wniosek strony 62 decyzje zmieniające udzielone koncesje dla 39 przedsiębiorstw. Dokonano ich przede wszystkim w związku z koniecznością dostosowania zapisu koncesji do aktualnego stanu organizacyjno-prawnego koncesjonariusza, zmianą zakresu udzielonych koncesji w wyniku przejęcia lub przekazania, wyłączenia lub modernizacji eksploatowanych lub nowych źródeł ciepła, turbozespołów, sieci ciepłowniczych oraz w związku ze zmianą terminu realizacji warunków koncesyjnych.

W 2002 r. w związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej cofniętych zostało 6 koncesji wydanych 3 przedsiębiorstwom, z tego z urzędu 2 koncesje, a 4 na wniosek strony. Powodem było zaprzestanie prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie objętym obowiązkiem posiadania koncesji lub definitywnego zaprzestania prowadzenia działalności przez przedsiębiorcę (sprzedaż majątku, likwidacja przedsiębiorstwa).

Ponadto wydano 9 decyzji dla 6 przedsiębiorstw energetycznych stwierdzających wygaśnięcie koncesji. Decyzje te zostały wydane w związku z ograniczeniem przez przedsiębiorców zakresu prowadzonej działalności do tego stopnia, że nie wymagała ona posiadania koncesji np. poprzez ograniczenie przez odbiorców ciepła zamówionej mocy cieplnej do wielkości nieprzewyższającej 1 MW.

Odnutowano również wygaśnięcie 2 koncesji na wytwarzanie ciepła, 1 koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 3 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, w wyniku wykreślenia przedsiębiorców z rejestru handlowego.

W 2002 r. wydano łącznie 84 decyzje koncesyjne, w tym aż 62 dotyczyły zmian w dotychczas obowiązujących koncesjach. W pozostałych przypadkach wydano: 2 promesy, 5 nowych decyzji oraz 15 dotyczących cofnięcia i wygaśnięcia koncesji.

Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających przynajmniej 1 koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło wg stanu na koniec 2002 r. wynosiła 131, przy czym w zakresie wytwarzania ciepła liczba koncesji wynosiła 118, w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła – 108 i obrotu ciepłem – 31.

Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających przynajmniej 1 koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną wg stanu na koniec 2002 r. wynosiła 41, przy czym w zakresie wytwarzania energii elektrycznej liczba koncesji wynosiła 25, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej – 19, a obrotu energią elektryczną – 23.

4.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

2002 r. był czwartym rokiem taryfowania w ciepłownictwie. W okresie tym do Zachodniego Oddziału Terenowego wpływały wnioski przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie zarówno pierwszych, drugich, trzecich, jak i czwartych taryf dla ciepła.

Ogółem w 2002 r. w Zachodnim Oddziale Terenowym zatwierdzono 76 taryf dla ciepła oraz 4 korekty obowiązujących taryf i 2 przedłużenia terminu obowiązywania taryf. W przypadku 2 przedsiębiorstw odmówiono zatwierdzenia taryf dla ciepła, a 1 wniosek pozostawiono bez rozpoznania.

W Oddziale Zachodnim dla blisko 30% zatwierdzonych taryf w 2001 r. ustalono okres ich obowiązywania powyżej 2 lat. Przedsiębiorstwom dano tym samym szansę samodzielnego określenia w 2002 r. nowych cen i stawek opłat wg formuły $RPI - X_r$, bez obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. Z możliwości tej skorzystało 29 przedsiębiorstw, które dokonały zmiany cen i stawek opłat, uwzględniając współczynnik poprawy efektywności funkcjonowania. Trzy spośród nich nie wykorzystywały w pełni możliwości wzrostu cen i stawek opłat wynikającego z indeksacji.

W 2002 r. zatwierdzono 38 taryf na okres ponad 2 lat, co stanowiło połowę wszystkich zatwierdzonych.

Rozwiązanie takie zastosowano w przypadku czwartych, trzecich, a czasami nawet już drugich taryf. Dotyczyło to przedsiębiorstw energetycznych, które przedstawiły do zatwierdzenia kolejne taryfy skutkujące wskaźnikiem wzrostu cen i stawek opłat poniżej wskaźnika RPI oraz zawierające stosunkowo niewysokie ceny i stawki opłat. Dla przedsiębiorstw produkujących ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną oraz planujących istotne zmiany w zakresie działania (nowe źródła ciepła i sieci, zmiana rodzaju stosowanego paliwa po modernizacji) ustalano okres obowiązywania taryf poniżej 2 lat.

W zatwierdzaniu taryf na okres 2 lat i dłuższy istotne stawało się ustalenie przez regulatora współczynnika korekcyjnego X_r , zwłaszcza przy niestabilnych cenach paliw (wysokie wzrosty kosztów skutkiem usztywnienia cen w obrocie węglem i wyeliminowania handlu długami, brak prognozy kształtowania się cen paliw gazowych) oraz przepisach podatkowych (np. rosnące podatki od nieruchomości).

W praktyce regulacyjnej poważnym utrudnieniem jest brak jednoznacznych kryteriów pozwalających określić poziom współczynnika X_r . Uwzględnianie np. tylko rozmiarów zakończonych modernizacji jako przesłanki ustalania wyższego od zera współczynnika X_r wymaga dużej ostrożności. Często dokonywane modernizacje skutkują bowiem wzrostem kosztów (amortyzacja oraz podatki pobierane przez gminy od nowych inwestycji, usługi obce związane z serwisem) i nie są rekompensowane poprawą sprawności wytwarzania źródeł ciepła i sieci oraz zmniejszeniem kosztów wynagrodzeń. Z uwagi na przestarzałą infrastrukturę występującą w wielu przedsiębiorstwach nie jest wskazane jednak zaniechanie sukcesywnych modernizacji, ponieważ stwarzałoby to zagrożenie bezpieczeństwa systemu zaopatrzenia w ciepło lub skutkowało skokowym wzrostem cen w terminie późniejszym.

Obecnie ustalenie współczynnika X_r , który dotyczy wzrostu efektywności, a więc obowiązku obniżania kosztów działalności, wymaga każdorazowo wnikliwej indywidualnej analizy. W praktyce Zachodniego Oddziału jego poziom określano zarówno na podstawie analizy zakresu rzeczowego inwestycji, analizy danych historycznych zawartych we wcześniejszych wnioskach, jak i analizy porównawczej w ramach podobnych przedsiębiorstw energetycznych. Wysokość ustalonego wskaźnika oscylowała od zera do jednego (średnio 0,3).

Zaobserwowano, że dla większości przedsiębiorstw energetycznych możliwość uzyskania taryfy na wieloletni okres działała motywująco. Zapewne istotnym czynnikiem była mniejsza pracochłonność procedury indeksacji cen niż przygotowania wniosku taryfowego (zwłaszcza uzasadnienia). Jednak nie można wykluczyć, iż równie stymulująco działała perspektywa uzyskania pewnej swobody decyzji gospodarczych w pierwszym roku obowiązywania taryf, gdyż koszty i ewentualne zyski tego okresu nie stają się przedmiotem weryfikacji regulatora. Często ułatwiało to badającym wniosek taryfowy uzyskanie od przedsiębiorstwa obniżki planowa-

nych kosztów. Równocześnie zdaniem regulatora pozwoli to na zorientowanie się, jak możliwość wypracowania niezaplanowanego wcześniej zysku wpłynie na poprawę efektywności działania. Interesujące będą doświadczenia w zakresie analizy kosztów w momencie zatwierdzania kolejnych taryf tych przedsiębiorstw. Na podstawie analizy kilku przykładów już dziś wiadomo, że przedsiębiorstwa te w pierwszym roku osiągnęły dobre wyniki finansowe. W następnym okresie regulacji powinno nastąpić przeniesienie korzyści na odbiorców ciepła. Skończył się czas „robienia” kosztów, przyszedł czas „cięcia” kosztów.

Na obszarze działania Zachodniego Oddziału Tere-nowego na 131 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje zatwierdzone taryfy dla ciepła ma 115, czyli ok. 88% (stanowi to ponad 79% mocy cieplnej zainstalowanej). Na koniec 2002 r. było taryf: pierwszych 15%, drugich 26%, trzecich 40% i czwartych 19%.

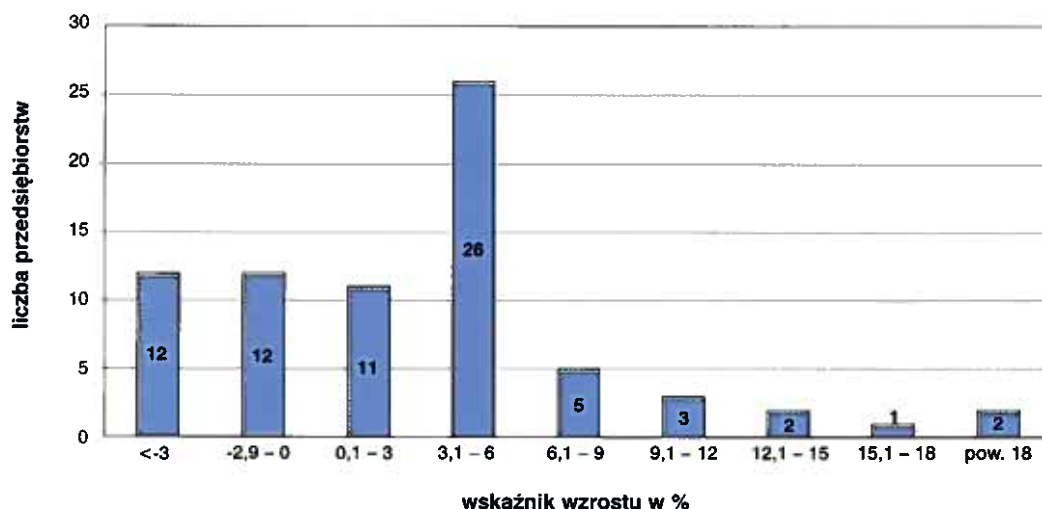
Wszystkie przedsiębiorstwa nieposiadające do tej pory zatwierdzonych taryf podlegały ciągłemu monitorowaniu. W 2002 r. działania oddziału zostały zintensyfikowane poprzez wezwania do złożenia do zatwierdzenia taryf dla ciepła w stosunku do 12 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Według stanu na koniec 2002 r. 16 przedsiębiorstw koncesjonowanych nie posiada zatwierdzonych pierwszych taryf. Z powodu cofnięcia koncesji, stwierdzenia jej wygaśnięcia, zmian w koncesjach lub prowadzonego procesu restrukturyzacji nie wezwano do złożenia taryf 5 przedsiębiorstw. Cztery przedsiębiorstwa nie prowadzą działalności objętej koncesją, jednak chcą ją zachować, natomiast w przypadku pozostałych przedsiębiorstw postępowanie o zatwierdzenie taryf jest w toku lub termin złożenia wniosków jeszcze nie upłynął.

Analizując przedstawione dane oraz biorąc pod uwagę fakt, że toczą się postępowania o zatwierdzenia pierwszych taryf, bądź termin złożenia wniosków taryfowych wyznaczony w skierowanych do nich wezwaniach jeszcze nie upłynął, można domniemywać o możliwości uzyskania przez 7 przedsiębiorstw w relatywnie niedalekiej przyszłości zatwierdzenia pierwszych taryf.

Pozostaje 9 przedsiębiorstw, w przypadku których u podstaw braku pierwszych taryf leżą powody koncesyjne. Z przeprowadzonej analizy wynika, że nie da się w zupełności wyeliminować przypadków występowania przedsiębiorstw pozostałych bez pierwszych taryf dla ciepła. Są to m.in. nowo powstające przedsiębiorstwa.

Istotą regulacji jest m.in. równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. Wyrazem tego jest uznawanie w procesie taryfowania tylko tych pozycji kosztowych, które mają racjonalny charakter, a dynamika ich wzrostu jest umiarkowana. Nie uznając takiego poziomu cen i stawek opłat, jaki proponowały na wstępie przedsiębiorstwa, pozostawiono w kieszeniach odbiorców ciepła z terenu działania Oddziału Zachodniego ponad 17,5 mln zł. Za te pieniądze można by kupić ciepło na ogrzanie przez cały rok średniej wielkości miasta powiatowego.

Rysunek 14. Przedsiębiorstwa wg średniego wskaźnika wzrostu cen i stawek opłat dla taryf zatwierdzonych w 2002 r.



Przedsiębiorstwa, składając wnioski taryfowe, proponowały często wzrost cen znacznie powyżej inflacji. Jednak na podstawie zatwierdzonych taryf w 2002 r. średni ważony wskaźnik wzrostu cen i stawek opłat (z uwzględnieniem wielkości sprzedaży ciepła) wynosi 3,86%. Zestawienie ilości przedsiębiorstw w zależności od wskaźnika wzrostu cen i stawek opłat przedstawia rysunek 14.

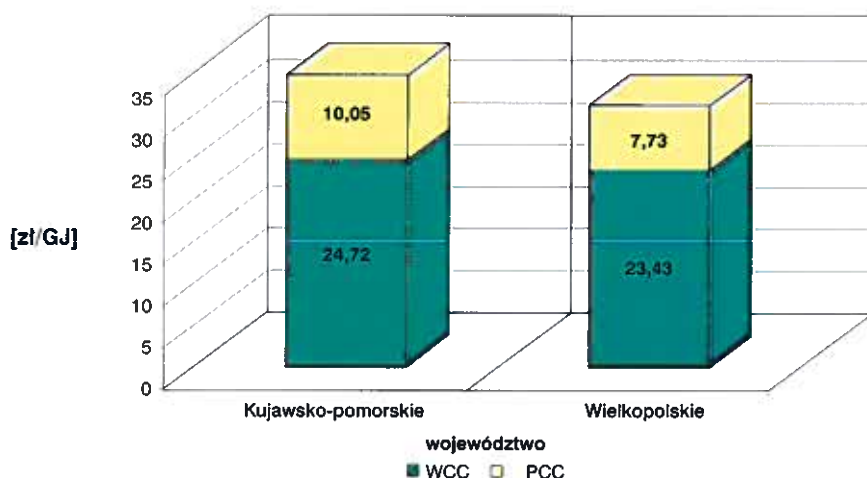
Średnie ceny jednoczonowe netto wynoszą w zakresie wytwarzania ciepła 24,06 zł/GJ, a w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła 9,05 zł/GJ. Ceny te w podziale na województwa przedstawia rysunek 15.

Ceny w zakresie wytwarzania wzrosły średnio o 3,75%. Najniższy wzrost odnotowano w przypadku przedsiębiorstw eksploatujących źródła opalane gazem ziemnym, natomiast najwyższe wzrosty dotyczyły cen ciepła wytwarzanego w źródłach opalanych olejem opalowym oraz miałem węgla kamiennego. W zakresie

przesyłania i dystrybucji ciepła średni wzrost wyniósł ok. 4,77%.

Coraz częściej do wytwarzania ciepła stosuje się kotły opalane paliwem odnawialnym, takim jak słoma, które jest bardzo łatwo dostępne. Na rynku są już oferowane konstrukcje kotłów opalanych słomą, przystosowane do pracy w ciepłownictwie, w których proces technologiczny jest dopracowany. Niemniej jednak zdarzają się sytuacje, gdzie podjęta decyzja o modernizacji źródła ciepła, polegająca na zmianie paliwa na słomę, nie przynosi spodziewanych efektów finansowych. Przykładem może być mała kotłownia, o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW, w której spalane są baloty słomy, przywożone bezpośrednio z pól, a ich załadunek odbywa się ręcznie. Jest to przykład jednej z pierwszych tego typu konstrukcji, która posiada wiele wad i powoduje wysoki koszt prowadzenia procesu wytwarzania ciepła. W tym przypadku cena wytworzenia ciepła na

Rysunek 15. Średnioważone ceny i stawki opłat w podziale na województwa w taryfach zatwierdzonych w 2002 r.



bazie słomy wynosi prawie 46 zł/GJ i jest wyższa od wielu zatwierdzonych cen ciepła wytwarzanego na bazie gazu. Zatem w tym przypadku decyzja dotycząca zmiany paliwa na słomę nie była trafna z punktu widzenia odbiorców indywidualnych w lokalach.

Coraz bardziej popularna jest koncepcja finansowania inwestycji w ciepłownictwie przez stronę trzecią (przedsiębiorstwa zajmujące się tą działalnością określane są jako firmy typu ESCO). Wynika to ze słabej kondycji ekonomicznej podmiotów zainteresowanych zmniejszeniem energochłonności bądź gruntowną modernizacją infrastruktury energetycznej, szczególnie gmin czy spółdzielni mieszkaniowych. Inwestor (gmina, spółdzielnia mieszkaniowa) ogłasza publiczny przetarg nieograniczony, wylaniając wykonawcę. Następnie obie strony podpisują umowę, która bardzo często, oprócz kwestii dotyczących modernizacji źródła, zawiera ceny ciepła.

Przy tak zawartych umowach możliwości wpływania Prezesa URE na wysokość obciążeń finansowych ponoszonych przez odbiorców są ograniczone. Zatem przyczyn wysokich cen i stawek opłat nie należy szukać w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE, a we wcześniejszych decyzjach inwestycyjno-modernizacyjnych gmin czy spółdzielni mieszkaniowych.

Dla przykładu można podać, że średnie ceny z zakresu wytwarzania ciepła dla tych przedsiębiorstw kształtują się w granicach od ponad 37 zł/GJ do prawie 60 zł/GJ i należą do najwyższych na terenie działania oddziału.

Przedsiębiorstwa typu ESCO zostają wybrane w publicznym przetargu nieograniczonym. Zatem każdy, spełniający określone warunki, ma prawo wziąć udział w przetargu. Odbiorca sam, na własne ryzyko, dokonuje wyboru dostawcy ciepła spośród zgłoszonych do przetargu.

W ogólnej strukturze 76 przedsiębiorstw ciepłowniczych, dla których zatwierdzone zostały w 2002 r. taryfy dla ciepła, największą grupę przedsiębiorstw stanowią te, których właścicielami są samorządy miast i gmin. Ich udział wynosi ponad 38%. Druga co do wielkości grupa (około 32%) to przedsiębiorstwa z kapitałem mieszanym (posiadające zarówno udziały osób fizycznych bądź przedsiębiorstw prywatnych, jak również udziały Skarbu Państwa). W przypadku 10 przedsiębiorstw właścicielem całości udziałów jest Skarb Państwa, zaś działalność 8 spółek finansowana była wyłącznie kapitałem prywatnym.

W przedsiębiorstwach samorządowych średnie ceny ciepła (uwzględniające wszystkie rodzaje paliw) zawierają się w przedziale od 22 zł/GJ do 49 zł/GJ, natomiast stawki opłat za usługi przesyłowe nie przekraczają 13 zł/GJ.

W pozostałych przedsiębiorstwach (bez uwzględnienia 3 przedsiębiorstw typu ESCO) średnie ceny ciepła zawierają się w przedziale od 13 zł/GJ do 40 zł/GJ, natomiast stawki opłat za usługi przesyłowe nie przekraczają 11 zł/GJ.

Z analizy wniosków taryfowych wynika, iż w ubiegłym roku gminy stosowały maksymalne stawki podatkowe lub wręcz przekształcały zakłady budżetowe w spółki prawa handlowego, aby móc wykorzystać ten podatek w maksymalny sposób. W żadnym przypadku władze samorządowe nie zwolniły przedsiębiorstw od płacenia podatku od nieruchomości. Liczne są przypadki gdy władze gmin nie posiadają planów zaopatrzenia w ciepło, o których mowa w art. 19 i 20 ustawy – Prawo energetyczne, co skutkuje często nieracjonalną i niespójną polityką inwestycyjną. Niekiedy zgłaszane są przez przedsiębiorstwa ciepłownicze (należące do gminy) przypadki, iż mimo niepełnego wykorzystania mocy cieplnej źródeł podejmowane są decyzje o odłączeniu budynków użyteczności publicznej od sieci i budowie tam nowych kotłowni. W tej sytuacji nie można pozytywnie ocenić roli samorządów jako właścicieli przedsiębiorstw ciepłowniczych, które dbając o budżety gmin nie uwzględniają interesów odbiorców ciepła.

4.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Zatwierdzono 8 taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstwom wytwarzającym energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Były to czwarte taryfy dla Zespołu Elektrociepłowni w Bydgoszczy i w Poznaniu, drugie dla 5 przedsiębiorstw energetycznych oraz pierwsza w jednym przypadku. Wśród nich 1 taryfa obejmowała swoim zakresem również przesyłanie i dystrybucję oraz obrót energią elektryczną. Ceny energii elektrycznej w zatwierdzonych w 2002 r. taryfach nie uległy zmianie w stosunku do cen zatwierdzonych w taryfach w 2001 r. (zostały one zamrożone mimo wprowadzenia akcyzy na energię elektryczną). Efekt ten osiągnięto głównie poprzez takie ustalenie współczynników korekcyjnych X_n , które zobowiązywały przedsiębiorstwa do poprawy efektywności funkcjonowania na łączną kwotę blisko 14,5 mln zł. Zatwierdzona średnia ważona cena netto sprzedaży energii elektrycznej wynosi 129,24 zł/MWh dla 1 411 913 MWh.

4.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

Na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach spornych dotyczących ustalania warunków świadczenia usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, odmowy przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła albo nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw wydano 9 decyzji w 8 postępowaniach.

Sprawy sporne dotyczyły ciepła i energii elektrycznej. W przypadku jednego sporu wydano decyzję umarzającą postępowanie, a następnie w ramach samokontroli decyzja ta została uchylona i rozstrzygnięto sprawę co do jej istoty. W jednej sprawie nastąpiło umorzenie postępowania na wniosek strony. W pozostałych 6 sprawach wydano decyzje rozstrzygające sprawę co do istoty.

W zakresie ciepła wydano 1 decyzję orzekającą zawarcie umowy sprzedaży ciepła pomiędzy stronami.

Wnioskodawca złożył odwołanie do Sądu Antymonopolowego, decyzja jest zatem nieprawomocna.

W zakresie energii elektrycznej wydano 8 decyzji. Z tego 2 decyzjami umorzono postępowania, zaś 6 decyzji rozstrzygało sprawę co do istoty.

Decyzja umarzająca postępowanie w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, na skutek odwołania wniesionego przez wnioskodawcę do Sądu Antymonopolowego została w ramach samokontroli uchylona w całości, wraz z jednoczesnym rozstrzygnięciem, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie było nieuzasadnione. Od tej decyzji wnioskodawca również złożył odwołanie do Sądu Antymonopolowego, które zostało odrzucone.

Kolejna decyzja o umorzeniu postępowania w sprawie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej została wydana na wniosek strony. Jest to obecnie decyzja prawomocna.

Dwie następne sprawy także dotyczyły nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Jedną decyzją orzeczono na korzyść odbiorcy, że wstrzymanie dostaw było nieuzasadnione. Decyzja jest prawomocna. W drugiej decyzji orzeczono, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej przez zakład energetyczny było uzasadnione. Odbiorca nie złożył odwołania i decyzja jest prawomocna.

Jedna decyzja dotyczyła odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Decyzją tą odmówiono wnioskodawcy ukształtowania treści umowy o przyłączenie do sieci zakładu energetycznego. Strony nie złożyły odwołania i decyzja jest prawomocna.

Dwa postępowania administracyjne prowadzone były w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. Od jednej z decyzji, odmawiającej zmiany grupy taryfowej w umowie sprzedaży z C na G, strony się nie odwołały i decyzja jest prawomocna. Druga decyzja stwierdzała, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej. Wnioskodawca złożył odwołanie do Sądu Antymonopolowego i decyzja jest nieprawomocna.

Ponadto w trakcie ww. postępowania na podstawie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne wydano postanowienie o odmowie uwzględnienia wniosku o wydanie postanowienia określającego warunki podjęcia dostaw energii elektrycznej. Odwołujący się wnioskodawca nie zaskarżył go w odwołaniu od decyzji.

W okresie sprawozdawczym rozpatrywano również sprawy, które nie wymagały przeprowadzenia postępowania administracyjnego i wydania decyzji administracyjnej. Spośród tychże spraw bardzo wiele dotyczyło zasad naliczania i wysokości opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej czy gazowej. Ponadto pisma dotyczyły zapisów zawartych w umowach sprzedaży ciepła, energii elektrycznej i gazu, standardów jakościowych obsługi odbiorców, układów pomiarowo-rozliczeniowych stosowanych przy dostarczaniu energii

elektrycznej i ciepła, zasad określania mocy zamówionej, ustalania cen ciepła przez przedsiębiorstwa nie posiadające koncesji oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej i ciepła.

Oddzielną, pokaźną grupą spraw rozpatrywanych przez oddział były kwestie rozliczeń pomiędzy indywidualnymi odbiorcami ciepła w lokalach a spółdzielniami mieszkaniowymi lub zarządzającymi budynkami. Zarówno pisemnych, jak i ustnych wyjaśnień w tych sprawach udzielano niezależnie od tego, że rozpatrywanie skarg indywidualnych odbiorców ciepła w lokalach nie należy do ustawowych obowiązków Prezesa URE. Uznając jednak służebną rolę urzędu wobec wszystkich konsumentów paliw i energii oraz mając świadomość skomplikowania zagadnień związanych z szeroko rozumianą energetyką, oddział udzielał rzetelnych i wyczerpujących wyjaśnień nie tylko odbiorcom ciepła, energii elektrycznej i gazu oraz przedsiębiorstwom energetycznym, ale wszystkim, którzy kierowali doń zapytania.

4.3.5. Działalność kontrolna

a) *prawidłowość stosowania i wprowadzania w życie taryf*

Rozpatrzono 112 skarg na ceny i stawki opłat, z czego 45 dotyczyło ciepła, 58 energii elektrycznej, a 9 gazu. Spośród ww. spraw 4 skargi skutkowały wszczęciem postępowania administracyjnego i wydaniem decyzji. We wszystkich pozostałych przypadkach udzielono stosownych wyjaśnień, w zdecydowanej większości przypadków po uzyskaniu w formie pisemnej potrzebnych informacji w konkretnej sprawie od przedsiębiorstw energetycznych.

b) *przestrzeganie warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji*

Na bieżąco prowadzony jest monitoring działalności przedsiębiorstw koncesjonowanych. Wymagana jest terminowość nadsyłania sprawozdań z realizacji warunków koncesyjnych. Wypełnione ankiety zostają poddane kontroli poprawności statystycznej i archiwizacji, a dane stanowią źródło analiz w skali sektorowej.

Dodatkowo podczas koncesjonowania prowadzona jest kontrola realizacji wymogu zatrudniania przy eksploatacji urządzeń i sieci osób ze stosownymi kwalifikacjami oraz posiadania przez przedsiębiorstwa wykazu stanowisk pracy osób zatrudnionych przy dozorcze i obsłudze urządzeń energetycznych i sieci ciepłowniczych.

c) *nakładanie kar pieniężnych*

W 2002 r. wszczęto 31 postępowań na skutek nieprzesłania w terminie przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdań z realizacji warunków koncesyjnych. Wymierzono kary na łączną kwotę 35 500 zł, wydano 19 decyzji o ukaraniu, 10 decyzji o odstąpieniu od wymierzania kary i w 2 przypadkach umorzono

postępowanie. Wszystkie decyzje są prawomocne. Kary nałożono na przedsiębiorstwa energetyczne, nie na ich kierowników. Ich stosunkowo niska wysokość wynikała z faktu, że szkodliwość czynu nie była znacząca, ponieważ bezpośrednio nie wpływała na prowadzoną przez przedsiębiorstwo działalność gospodarczą ani nie wpływała na sytuację odbiorców. Dodatkowo za wymierzeniem symbolicznych kar przemawiał fakt, że za wyjątkiem 1 przedsiębiorstwa pozostałe firmy nie były jeszcze karane przez Prezesa URE, a niezwłocznie po otrzymaniu zawiadomienia o wszczęciu postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej nadsyłały sprawozdania z realizacji warunków określonych w koncesji.

Wszczęto jedno postępowanie wobec wytwórcy ciepła za stosowanie cen niezatwierdzonych przez Prezesa URE, w wyniku czego wydano decyzję o nałożeniu kary w kwocie 25 tys. zł. Decyzja jest nieprawomocna, przedsiębiorstwo bowiem złożyło odwołanie, które skierowano do Sądu Antymonopolowego.

4.4. Pozostała działalność oddziału

Wspólnym staraniem oddziału i 6 przedsiębiorstw energetycznych wydawany był w 2002 r. poradnik-informator dla odbiorców ciepła, energii elektrycznej i gazu. Pierwsze działania w tym zakresie zostały podjęte pod koniec 2001 r., kiedy to we współpracy z dystrybutorami energii elektrycznej i ciepła w Poznaniu zostały opublikowane dwa pierwsze poradniki: dla odbiorców energii elektrycznej i odbiorców ciepła. Kolejno współpracę z oddziałem podjęli: dystrybutor gazu z siedzibą w Poznaniu, poznański wytwórca ciepła oraz dystrybutorzy ciepła z Kalisza i Konina. Od końca 2001 r. opublikowano trzy części poradnika dla odbiorców energii elektrycznej, cztery części poradnika dla odbiorców gazu oraz jedenaście części poradnika dla odbiorców ciepła. Poradniki ukazywały się w poznańskiej, konińskiej, kaliskiej i pińskiej prasie codziennej, a ich zasadniczym zadaniem było przystępne wyjaśnienie odbiorcom paliw i energii podstawowych zagadnień z zakresu Prawa energetycznego oraz poinformowanie ich o uprawnieniach, jakie przyznają im przepisy prawne w tej dziedzinie.

Pracownicy oddziału zarówno w godzinach pracy urzędu, jak i w ramach czasu pracy uruchomionego punktu informacyjnego dla konsumentów i rzeczników konsumentów, udzielali odpowiedzi na zapytania i wątpliwości kierowane do oddziału.

Zapytania i interwencje dotyczyły głównie kwestii rozliczeń odbiorców energii elektrycznej z przedsiębiorstwami energetycznymi oraz rozliczeń indywidualnych odbiorców ciepła w lokalach ze spółdzielniami mieszkaniowymi bądź zarządzającymi budynkami wielokalowymi. Wydaje się przy tym, że publikacja poradnika-informatora dla odbiorców ciepła, energii elektrycznej i gazu stanowiła jeden z elementów upowszechniania w regionie wiedzy o zadaniach i roli regulatora rynku energetycznego w Polsce oraz o jego faktycznych działaniach wspierających konsumentów

w sprawach związanych z zaopatrzeniem ich w paliwa i energię.

Z konsultacji w oddziale korzystały także przedsiębiorstwa energetyczne i to zarówno w trakcie, jak i przed podjęciem przedsięwzięć związanych z przedmiotem ich działalności. Oddział niejednokrotnie pełnił nie tylko funkcję doradcy, ale i mediatora w relacjach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, m.in. w Poznaniu, Bydgoszczy i Toruniu, co pośrednio przyczyniło się do ochrony odbiorców paliw i energii oraz dało asumpt do dalszej, niezakłóconej współpracy tychże przedsiębiorstw.

Na koniec trzeba wspomnieć o znaczącej roli oddziału w zakresie porządkowania (tj. m.in. koncesjonowania) działalności związanej z zaopatrzeniem w ciepło, prowadzonej przez spółdzielnie mieszkaniowe, które przejęły bądź przejmują majątek Agencji Własności Rolnej Skarbu Państwa. Działalność ta, zapoczątkowana w drugiej połowie 2002 r. będzie kontynuowana w roku bieżącym.

5. Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie

Działalność regulacyjną Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie prowadzi na terenie dwóch województw: lubelskiego i podlaskiego.

Oddział zatrudnia 11 pracowników (posiadających wyższe wykształcenie), w tym: 5 pracowników z wykształceniem technicznym, 3 pracowników z wykształceniem ekonomicznym, 2 pracowników z wykształceniem prawniczym i 1 pracownika z wykształceniem humanistycznym.

W ramach podnoszenia kwalifikacji zawodowych pracownicy oddziału uczestniczyli w szkoleniach i seminariach o tematyce umożliwiającej uzupełnienie wiedzy, m.in. w zakresie: księgowości w przedsiębiorstwach energetycznych, zasady TPA w ciepłownictwie, teoretycznego przygotowania pracowników służby cywilnej do należytego wykonywania obowiązków służbowych, oznaczania, ewidencjonowania, obiegu i ochrony informacji niejawnych w urzędzie, obsługi patentów oraz kursach języka angielskiego.

Wschodnim Oddziałem Terenowym z siedzibą w Lublinie od 9 listopada 1998 r. kieruje dyrektor dr inż. Ryszard Rabięga.

5.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Na terenie oddziału działalność energetyczną prowadzi 249 przedsiębiorstw posiadających łącznie 348 koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję oraz obrót paliwami i energią. Rysunek 16 (na str. 103) przedstawia zestawienie liczbowe posiadanych koncesji.

W skład grupy przedsiębiorstw energetycznych wchodzi: 71 przedsiębiorstw ciepłowniczych, 24 przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, 163 przedsiębiorstwa

zajmujące się magazynowaniem i obrotem paliw ciekłych, 2 przedsiębiorstwa dystrybucji i obrotu gazem oraz 1 przedsiębiorstwo (Zakłady Azotowe „Puławy” SA) zajmujące się jednocześnie zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną oraz gaz.

Spośród przedsiębiorstw ciepłowniczych 52 z nich do produkcji ciepła wykorzystuje węgiel kamienny. Wśród nich 15 firm obok węgla wykorzystuje dodatkowo inne paliwa. W pozostałych przedsiębiorstwach paliwem podstawowym jest gaz ziemny, olej opałowy, gaz propan-butan, odpady drzewne, biomasa. Moc zainstalowana węglowych źródeł ciepła wynosi 4 666,9 MW, co w łącznej mocy wszystkich źródeł (5 162,66 MW) stanowi 90,4%. Moc źródeł gazowych to 3,94%, olejowych 3,86%, pozostałych 1,81%.

Największymi producentami energii elektrycznej i ciepła są następujące elektrociepłownie pracujące w pełnym skojarzeniu:

- Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o. z roczną produkcją energii elektrycznej ok. 1 300 GWh i ciepła ok. 3,5 mln GJ,
- Elektrociepłownia Białystok SA z roczną produkcją energii elektrycznej ok. 600 GWh i ciepła ok. 4,6 mln GJ,
- Elektrociepłownia Zakładów Azotowych „Puławy” SA z roczną produkcją energii elektrycznej ok. 550 GWh i ciepła ok. 5 mln GJ,
- Megatem EC – Lublin Sp. z o.o. z roczną produkcją energii elektrycznej ok. 70 GWh i ciepła ok. 2 mln GJ.

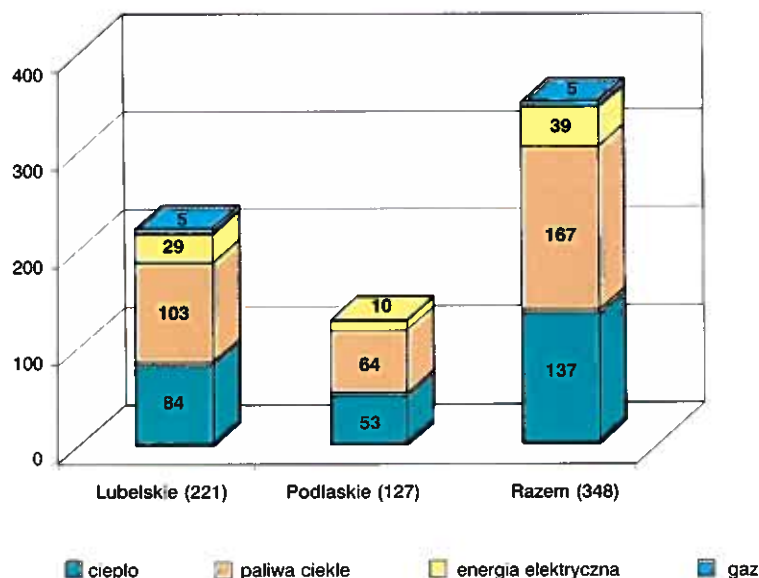
Łączna osiągalna moc cieplna wymienionych elektrociepłowni wynosi 2 234 MW, a elektryczna – 527 MW.

Na terenie oddziału działają 3 spółki prowadzące działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej: Lubelskie Zakłady Energetyczne Lubżeł SA, Zakład Energetyczny Białystok SA i Zamojska Korporacja Energetyczna SA. Łączna roczna sprzedaż energii elektrycznej tych spółek dystrybucyjnych wynosi ok. 6 800 GWh, a zapotrzebowanie mocy przez odbiorców – ok. 1 500 MW.

Do głównych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła należą: Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lublinie Sp. z o.o. i Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Białymstoku. Przedsiębiorstwa te sprzedają rocznie łącznie ok. 9,5 mln GJ ciepła, a moc cieplna zamówiona przez odbiorców wynosi 1 329 MW.

Przedsiębiorstwem zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazu ziemnego jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA – Oddziały w Lublinie i Białymstoku, których roczna sprzedaż gazu wyniosła łącznie ok. 300 mln m³.

Rysunek 16. Koncesje wg województw. Stan na 31.12.2002 r.



Odnawialne źródła energii elektrycznej stanowi 40 małych elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej 3,64 MW i 4 małe elektrownie wiatrowe o mocy 0,63 MW. Zakup przez spółki dystrybucyjne energii elektrycznej z tych źródeł wynosi 13,2 GWh, co stanowi 0,19% ogólnej sprzedaży energii przez te spółki. Niekonwencjonalne źródła ciepła to 5 kotłowni opalanych biomasą (zrębki drzewne, słoma) o łącznej mocy 15,6 MW.

Jedno z przedsiębiorstw energetycznych od 2001 r. wykorzystuje do produkcji ciepła paliwo odnawialne – biomasę, w poprzednim okresie stosowało miał węglowy. Średnia wskaźnikowa cena ciepła w tym źródle wynosi 30,58 zł/GJ, więc jest o 4,15 zł/GJ wyższa od ceny ciepła przy wykorzystaniu paliwa węglowego. Czynnikiem mającym decydujący wpływ na cenę ciepła po modernizacji kotłowni i zmianie paliwa jest naliczanie odpisów amortyzacyjnych od nowo przyjętych środków trwałych.

Główne korzyści wynikające z zastosowania biomasy to ochrona środowiska poprzez znaczną redukcję zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery oraz podniesienie sprawności wytwarzania ciepła.

5.2. Odbiorcy paliw i energii

Największym odbiorcą energii elektrycznej są Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które zakupują rocznie ok. 520 GWh energii. Ponad 100 GWh energii elektrycznej rocznie zakupują: Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA i Cementownia „Chelmu”. Odbiorcami ponad 40 GWh energii elektrycznej rocznie są: Zakłady Płyt Wiórowych SA w Grajewie, Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych – Przepompownia Adamowo, Fabryka Łożysk Toczących „Kraśnik” SA oraz PKP Energetyka Sp. z o.o. Wymienieni odbiorcy oraz 28 odbiorców dokonujących zakupów powyżej 10 GWh rocznie są uprawnieni do korzystania

z prawa dostępu do usług przesyłowych, lecz z niego nie korzystają.

W grupie największych odbiorców ciepła jest 5 spółdzielni mieszkaniowych w Lublinie o zużyciu od 220 tys. GJ do 495 tys. GJ oraz 4 spółdzielnie mieszkaniowe i Zarząd Mienia Komunalnego w Białymstoku o zużyciu od 290 tys. GJ do 555 tys. GJ. Odbiorcy ciepła nie korzystają z prawa dostępu do usług przesyłowych.

Głównym odbiorcą gazu ziemnego są Zakłady Azotowe „Puławy” SA, które rocznie zakupują ok. 580 mln m³ gazu. Zużycie gazu przez pozostałych odbiorców kształtuje się poniżej 5 mln m³/rok.

5.3. Działalność regulacyjna

Na terenie działania oddziału koncesjonowaną działalność ciepłowniczą prowadzi 71 przedsiębiorstw, z czego w zakresie wytwarzania ciepła – 14, wytwarzania i przesyłania ciepła – 43, wytwarzania, przesyłania i obrotu ciepłem – 9, przesyłania i obrotu ciepłem – 5.

5.3.1. Koncesjonowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych

Działalność oddziału w zakresie udzielania koncesji w 2002 r. dotyczyła postępowań wszczętych na wniosek przedsiębiorstw energetycznych.

Przedsiębiorstwa składały stosowne dokumenty zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 13 czerwca 2001 r. w sprawie określenia dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią (Dz. U. z 2001 r. Nr 66, poz. 666).

Do oddziału wpłynęły wnioski 3 przedsiębiorstw o udzielenie koncesji i promesy koncesji:

- Powiat bielskopodlaski, prowadzący działalność gospodarczą w formie powiatowej samorządowej jednostki organizacyjnej pod nazwą Powiatowy Zespół Obsługi Placówek Edukacji Publicznej w Białymstoku, złożył wniosek o udzielenie koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła,
- Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „Black Red White” Tadeusza Chmiela w Biłgoraju złożyło wniosek o udzielenie koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła,
- Zakłady Przemysłu Wełnianego im. E. Plater Sp. z o.o. w Wasilkowie złożyły wniosek o udzielenie promesy koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła.

W trakcie roku sprawozdawczego 2002 udzielono 2 promesy koncesji, z czego jedną na działalność związaną z wytwarzaniem ciepła, jedną na działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz udzielono 2 koncesji, z czego jedną na wytwarzanie ciepła, oraz jedną na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

W 2002 r. wydano 16 decyzji zmieniających udzielone koncesje. Wszystkie decyzje zmieniające wydane były na

wniosek stron na podstawie art. 41 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zmiany warunków udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku z:

- wnioskiem strony o ograniczeniu zakresu udzielonych koncesji spowodowanego likwidacją eksploatowanych źródeł ciepła (PEC Hajnówka, PGKiM Tomaszów Lubelski, PEC Zamość),
- wnioskiem strony o ograniczeniu zakresu udzielonych koncesji spowodowanego wyłączeniem z eksploatacji kotłów (ZEC Hrubieszów, PEC Łuków, Łęczyńska Energetyka Bogdanka, KSM Krasnystaw),
- wnioskiem strony o wydłużeniu terminu wypełnienia określonych w koncesjach warunków szczególnych wykonywania działalności (Zamojskie Fabryki Mebli),
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza (Furnel SA – Hajnówka, Samodzielny Publiczny Wojewódzki Szpital Specjalistyczny w Chełmie),
- wnioskiem strony o zmianę rodzaju paliwa z miału węglowego na biomasę z powodu modernizacji źródła ciepła (Gmina Czarna Białostocka),
- wnioskiem strony o zmianę parametrów czynnika grzewczego z powodu modernizacji sieci ciepłowniczych (MPEC Radzyń Podlaski),
- wnioskiem strony o ograniczeniu zakresu udzielonych koncesji z powodu wyłączenia sieci ciepłowniczych (PEC Zamość).

W 2002 r. w związku z zaprzestaniem działalności na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne cofnięte zostały 4 koncesje dla 3 przedsiębiorców.

Na wniosek strony została cofnięta 1 koncesja na wytwarzanie ciepła („BOLMAR” Tłuszcze Roślinne SA w Bodaczowie), oraz cofnięto 3 koncesje z urzędu, po jednej na wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz obrót ciepłem („Instal Białystok” SA oraz Zakłady Przemysłu Wełnianego im. E. Plater SA w upadłości w Wasilkowie). W uzasadnieniu decyzji podawanym powodem cofnięcia koncesji było zaprzestanie prowadzenia działalności w zakresie objętym obowiązkiem jej posiadania.

Ponadto wydano 2 decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji na podstawie art. 162 § 1 pkt 1 K.p.a. (Przedsiębiorstwo Prefabrykatów Budowlanych „Prefabet – Lubartów” SA). Decyzje te związane były z ograniczeniem przez przedsiębiorcę zakresu prowadzonej działalności do tego stopnia, że nie wymaga ona posiadania koncesji na mocy przepisów art. 32 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tzn. ograniczenie przez

Tabela 5. Decyzje koncesyjne wydane w 2002 r.

Wydane decyzje	2002
Decyzje koncesyjne	2
Promesy koncesji	2
Decyzje zmieniające koncesje	16
Decyzje cofające koncesje	4
Decyzje stwierdzające wygaśnięcie koncesji	2
Decyzje o umorzeniu postępowania	0
Razem	26

odbiorców ciepła mocy zamówionej do wielkości nieprzekraczającej 1 MW.

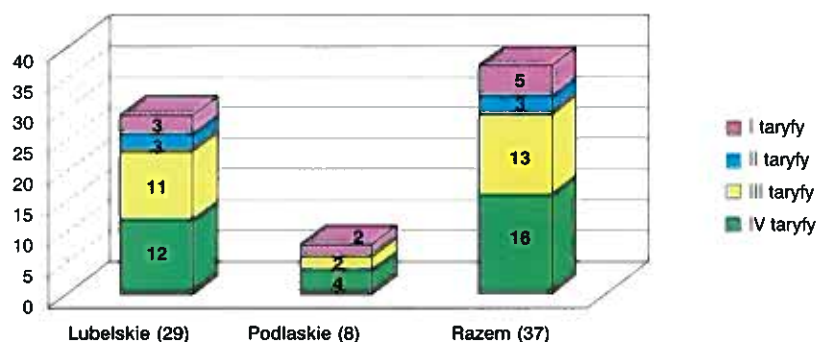
Dane dotyczące liczby wydanych decyzji koncesyjnych oraz decyzji o umorzeniu postępowań oraz zmianie, cofnięciu i stwierdzeniu wygaśnięcia, koncesji wydanych w 2002 r. przedstawiono w tabeli 5.

5.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

W 2002 r. wydano 37 decyzji zatwierdzających taryfy dla ciepła, w tym w województwie lubelskim zatwierdzono 29 taryf, w województwie podlaskim 8 taryf. Zatwierdzono 5 pierwszych, 3 drugie, 13 trzecich oraz 16 czwartych taryf dla ciepła. Wydano ponadto 4 decyzje zatwierdzające taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w elektrociepłowniach.

Do 31 grudnia 2002 r. zatwierdzono taryfy dla ok. 90% wszystkich przedsiębiorstw posiadających koncesje. Udział ich mocy w łącznej mocy zainstalowanej (5 162,66 MW) wyniósł 92,95%.

Rysunek 17. Zatwierdzone taryfy dla ciepła. Stan na 31.12.2002 r



W omawianym okresie dokonano 21 zmian w obowiązujących taryfach dla ciepła. We wszystkich przypadkach zmiany w taryfach dla ciepła dotyczyły przedłużenia okresu obowiązywania. Wydano 4 de-

cyzje odmawiające zatwierdzenia taryf i zmian taryf oraz 8 decyzji umarzających postępowania.

Z łącznej liczby 71 przedsiębiorstw posiadających koncesje 7 firm nie posiada zatwierdzonych taryf dla ciepła, 3 w województwie lubelskim oraz 4 w województwie podlaskim. Zakończenie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla tych przedsiębiorstw przypadnie w 2003 r. Przedsiębiorstwa nie posiadające zatwierdzonych taryf dla ciepła to takie, których łączna moc zainstalowana wynosi 7% łącznej mocy zainstalowanej w przedsiębiorstwach posiadających koncesje w województwie lubelskim i podlaskim.

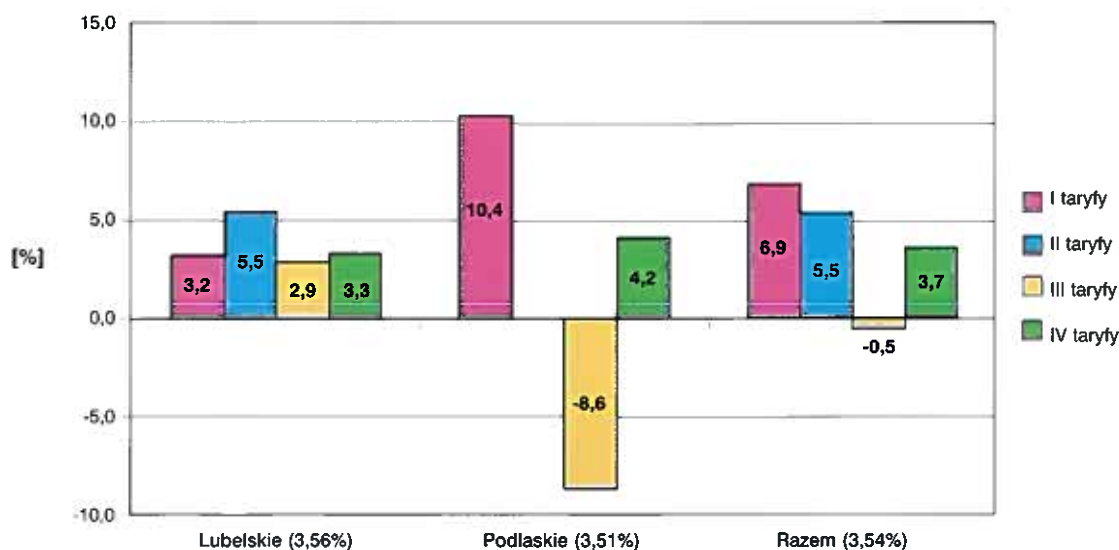
W 2002 r. średni wzrost cen i stawek opłat w stosunku do poprzednio stosowanych, wynikający z wszystkich zatwierdzonych w oddziale taryf dla ciepła wyniósł 3,54%, w tym: 3,56% w województwie lubelskim i 3,51% w województwie podlaskim. Średni wzrost w stosunku do cen i stawek opłat ostatnio stosowanych wyniósł dla pierwszych taryf 6,62%, dla drugich 5,45%,

dla trzecich spadek o 0,51%, dla czwartych 3,66%. W siedmiu przedsiębiorstwach nastąpił spadek cen i stawek opłat, w 10 przedsiębiorstwach średni wzrost cen nie przekroczył 4%, w 13 był większy od 4% lecz nie przekroczył 7%, w 5 przedsiębiorstwach zamykał się w przedziale 7-10%, dla 2 był wyższy od 10%.

Weryfikacja kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych przeprowadzona podczas zatwierdzania taryf zmierza, zgodnie z art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, do

minimalizacji kosztów działalność i przedsiębiorstw energetycznych, ale jednocześnie ma gwarantować pokrycie kosztów uzasadnionych (art. 45 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). A zatem od dokładności i rzetel-

Rysunek 18. Średni wzrost cen i stawek opłat (w %)



ności weryfikacji kosztów zależy nie tylko kondycja finansowa firm energetycznych, ale także wysokość rachunków płaconych przez odbiorców za dostarczone media energetyczne.

Trzeba przyznać, że wnioski taryfowe przedsiębiorstw energetycznych są coraz lepiej przygotowane, choć nadal zdarzają się przypadki zawyżania kosztów, zwłaszcza w zakresie planowanych kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska, kosztów paliw, remontów i strat ciepła. Jeszcze w 2001 r. stwierdzono w 42 taryfach zawyżanie kosztów (na ogólną liczbę 59 zatwierdzonych taryf), które zostały zweryfikowane i obniżone o kwotę 25,04 mln zł. W 2002 r. jest znacznie lepiej, gdyż stwierdzono 27 wniosków taryfowych z zawyżonymi kosztami, a na skutek weryfikacji obniżono je o 7,28 mln zł.

Średnia cena ciepła dla wytwarzania, wynikająca ze wszystkich zatwierdzonych w 2002 r. taryf, wyniosła 23,17 zł/GJ, natomiast dla przesyłania 9,31 zł/GJ. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła dla odbiorcy końcowego wyniosła więc 32,48 zł/GJ. Najniższa cena wytwarzanego ciepła wyniosła 15,62 zł/GJ, najwyższa zaś 55,11 zł/GJ. Tak duże zróżnicowanie cen spowodowane jest rodzajem stosowanego paliwa

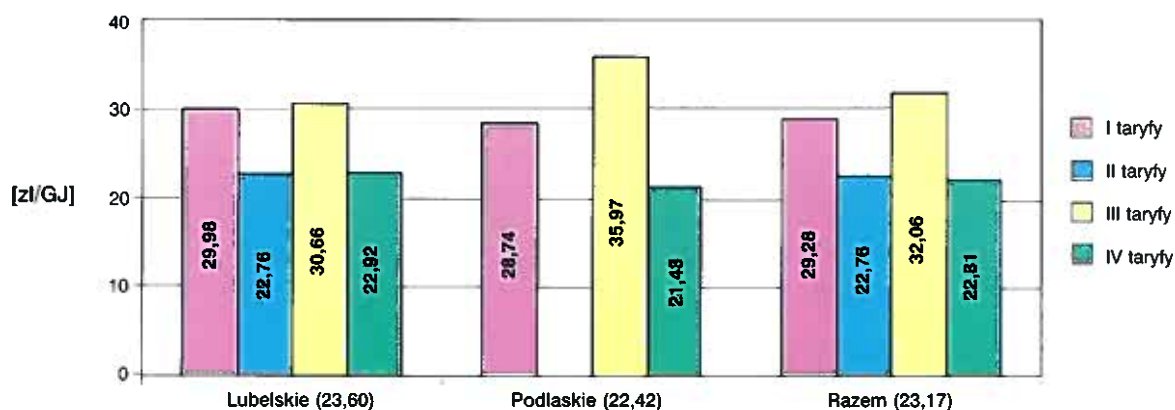
oraz technologią wytwarzania ciepła. Na przykład cena ciepła w Cukrowni Woźuczyn jest najniższa, ponieważ paliwem podstawowym pozostaje tam miał węglowy, a ciepło wytwarzane jest w skojarzeniu z energią elektryczną. Najwyższa cena ciepła występuje w Przedsiębiorstwie Komunalnym Sp. z o.o. w Siemiatyczach dla olejowego źródła ciepła o mocy 0,285 MW.

Dla 4 elektrociepłowni działających na terenie obu województw średnia cena ciepła wyniosła 22,27 zł/GJ. Dla pozostałych 33 przedsiębiorstw – 24,95 zł/GJ, a stawka opłat za usługi przesyłowe – 9,36 zł/GJ (łącznie 34,31 zł/GJ).

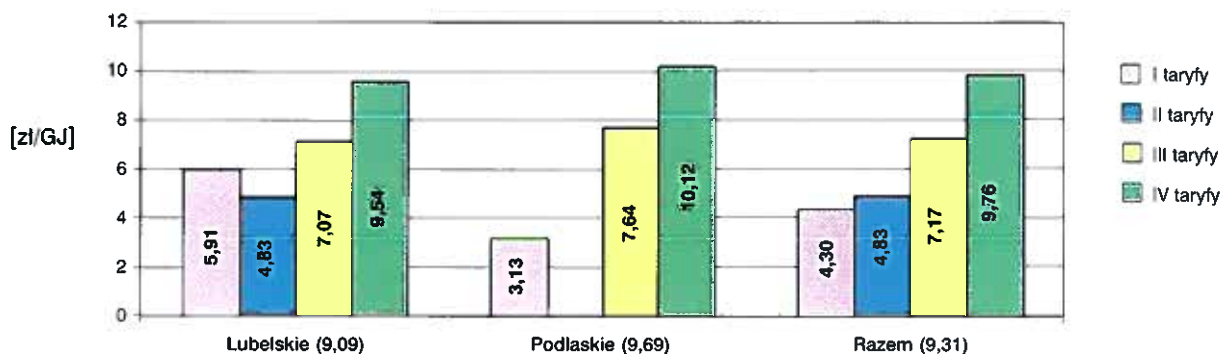
Najniższa cena ciepła, gdzie podstawowym paliwem jest węgiel, wyniosła 15,62 zł/GJ, najwyższa natomiast 37,38 zł/GJ. W przedsiębiorstwach, w których paliwem jest gaz lub olej opałowy, ceny zawierają się w przedziale od 27,23 zł/GJ do 55,11 zł/GJ.

W zależności od wykorzystanego paliwa w źródłach ciepła, średnia cena ciepła z węgla wyniosła 22,87 zł/GJ, gazu ziemnego 36,57 zł/GJ, oleju opałowego lekkiego 53,40 zł/GJ, oleju ciężkiego 24,78 zł/GJ, pozostałych paliw 40,99 zł/GJ. Pozostałe paliwa obejmują gaz propan-butan oraz zębki leśne.

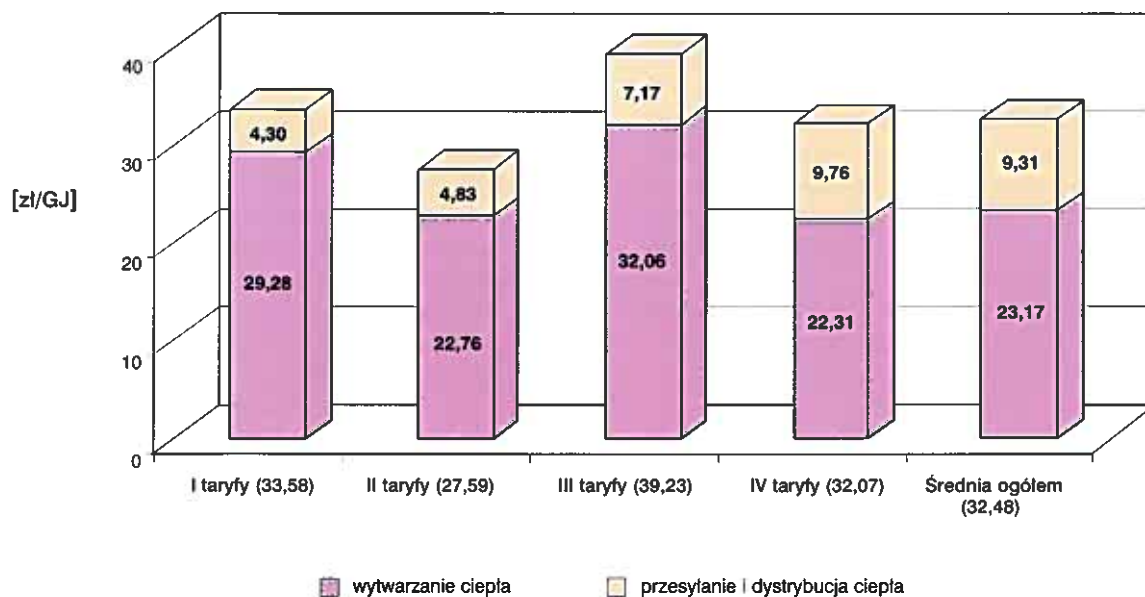
Rysunek 19. Średnie ceny ciepła (w zł/GJ)



Rysunek 20. Średnie stawki opłat za usługi przesyłowe (w zł/GJ)



Rysunek 21. Średnie ceny ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe (w zł/GJ)



Składane w 2002 r. wnioski taryfowe nadal zawierały istotne braki formalne, merytoryczne oraz błędy rachunkowe. Do najczęściej powtarzających się błędów należy zaliczyć:

- nieprawidłowy podział odbiorców na grupy, co wiąże się z niewłaściwym podziałem kosztów im przyporządkowanych,
- ustalanie w taryfie cen i stawek opłat odmiennych do określonych w rozporządzeniu taryfowym,
- brak dostatecznego uzasadnienia dla kosztów przyjętych do kalkulacji cen i stawek,
- przyjmowanie do kalkulacji zysku bez uzasadnienia,
- brak technicznego i ekonomicznego uzasadnienia dla planowanych wydatków na inwestycje modernizacyjne i rozwojowe.

5.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2002 r. zatwierdzono 4 taryfy dla przedsiębiorstw, które wytwarzają energią elektryczną w skojarzeniu z ciepłem.

Dla Elektrociepłowni Białystok i Elektrociepłowni GIGA w Świdniku jest to czwarta taryfa; dla MEGATEM EC – Lublin Sp. z o.o. – druga, natomiast dla Elektrociepłowni Lublin-Wrotków, gdzie w br. uruchomiono nowy blok parowo-gazowy jest to pierwsza taryfa.

5.3.4. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W okresie od 1 stycznia 2002 r. do 31 grudnia 2002 r. w sprawach spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano 5 decyzji administracyjnych, w tym:

- 1 decyzję rozstrzygającą spór w sprawie odmowy przyłączenia do sieci (w związku z odwołaniem wnioskodawcy sprawa została przekazana do Sądu Antymonopolowego),
- 4 decyzje umarzające postępowanie administracyjne (2 decyzje w sprawie odmowy przyłączenia do sieci, 1 decyzja w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, 1 decyzja w sprawie ustalenia treści umowy sprzedaży ciepła).

Jeden wniosek w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej pozostawiono bez rozpoznania, z uwagi na nieprzedstawienie tytułu prawnego do korzystania z obiektu. Wnioskodawca wywodził swoje prawo do korzystania z obiektu, wykazując się wpisem o zameldowaniu w dowodzie osobistym. Pomimo udzielenia informacji o wyłącznie administracyjnym charakterze takiego wpisu oraz wskazaniu tytułów prawnych uprawniających do zawarcia umowy, wnioskodawca nie zastosował się do wezwania.

Tabela 6. Ceny energii elektrycznej (netto) zatwierdzone w 2002 r.

	Średnia cena	
EC Białystok	134,16 zł/MWh	Obowiązują od lipca 2002 r.
EC GIGA Świdnik	138,20 zł/MWh	
EC Lublin-Wrotków	186,20 zł/MWh	
MEGATEM EC Lublin	120,00 zł/MWh	Obowiązują od stycznia 2003 r.

Jedno postępowanie w sprawie wstrzymania dostaw energii elektrycznej jest w toku. W tej sprawie zostało wydane postanowienie w trybie art. 8 ust. 2 o kontynuacji dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

W sprawach, w których wydano decyzje umarzające postępowanie, kierując się zasadą ugodowego załatwiania spraw administracyjnych, określoną w art. 13 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego, skłaniano strony do podejmowania negocjacji i wypracowania wspólnego stanowiska.

Postępowania administracyjne zostały umorzono na podstawie art. 105 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego, z uwagi na to, że strony doszły do porozumienia, zawarły stosowne umowy, stąd dalsze prowadzenie postępowania stało się bezprzedmiotowe.

W jednej z powyższych spraw prowadzone postępowanie administracyjne uwypukliło pojawiający się problem przedsiębiorstw energetycznych, dotyczący trudności z wyegzekwowaniem należności za dostarczoną energię.

Kwestie sporne w powyższej sprawie dotyczyły zapisu umowy, w zakresie zobowiązania się odbiorcy do uregulowania długu wynikającego z zaległych należności za pobraną energię elektryczną w obiektach, w których wnioskodawca prowadził wcześniej działalność gospodarczą jako współwłaściciel innej firmy. W przedstawionym wnioskodawcy drugim projekcie umowy znalazł się zapis dotyczący zadeklarowania przez odbiorcę stosownej kaucji, wynikający zdaniem przedsiębiorstwa z faktu, iż umowę tę zawierano na czas określony i umieszczona klauzula zabezpieczała jedynie regulowanie przyszłych należności za pobraną energię elektryczną.

Strony zostały poinformowane, że w przypadku braku porozumienia, treść przedmiotowej umowy zostanie ustalona w drodze decyzji administracyjnej przez Prezesa URE, w trybie art. 8 ust. 1 ustawy.

W trakcie postępowania administracyjnego strony doszły do porozumienia zarówno w sprawie spłaty zadłużenia, jak i warunków nowej umowy.

5.3.5. Skargi i wnioski dotyczące działalności przedsiębiorstw energetycznych

W okresie od 1 stycznia 2002 r. do 31 grudnia 2002 r. wpłynęło 65 skarg, w tym:

- 43 skargi odbiorców energii elektrycznej,
- 21 skarg odbiorców ciepła,
- 1 skarga odbiorcy gazu.

W oddziale rozpatrzono 63 skargi, natomiast 2 skargi odbiorców ciepła przekazano zgodnie z właściwością do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Skargi z zakresu energii elektrycznej dotyczyły: sposobu rozliczeń, zasadności zastosowania oraz wysokości opłaty za nielegalny pobór, sposobu przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne, zasad naliczania oraz wysokości opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, kosztów przebudowy

przyłącza, zasadności pobierania opłat za usługi dodatkowe przeprowadzone na zlecenie odbiorcy oraz zasad rozliczeń za energię elektryczną w skojarzeniu.

Z zakresu ciepła skargi dotyczyły: rozliczeń za dostarczone ciepło, opłat za przekroczenie zamówionej mocy cieplnej, podziału odbiorców na grupy taryfowe, opłaty abonamentowej oraz problemów związanych z określeniem zamówionej mocy cieplnej.

Skarga odbiorcy gazu dotyczyła ustalenia ilości zużytego gazu w oparciu o indywidualne gazomierze.

W wyniku analizy przedmiotowych skarg w 7 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości w działalności przedsiębiorstw energetycznych. Nieprawidłowości te dotyczyły m.in. nieprawidłowego naliczenia opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej, niewłaściwego zastosowania opłaty za wznowienie dostarczania energii oraz stosowania cen i taryf wyższych od zatwierdzonych. W trzech przypadkach nieprawidłowości zostały dobrowolnie usunięte przez przedsiębiorstwo, w 3 przypadkach wydano zalecenia pokontrolne, natomiast w 1 przypadku nałożono karę pieniężną.

W pozostałych przypadkach nie podzielono argumentów skarżących i udzielono im wyjaśnień o obowiązującym stanie prawnym.

W wyniku napływających skarg odbiorcom udzielano wszelkich informacji o okolicznościach faktycznych i prawnych, które mogą mieć wpływ na ustalenie ich praw i obowiązków związanych z załatwieniem danego rodzaju sprawy.

W przesyłanych do oddziału pismach pojawiały się nie tylko zagadnienia dotyczące bezpośrednio właściwości rzeczowej Prezesa URE, ale również sprawy, do których rozpatrzenia właściwym był sąd powszechny oraz inne odpowiednie instytucje. Podania te kierowane były zgodnie z właściwością na podstawie art. 66 K.p.a. lub zwracane odbiorcy z pouczeniem i wskazaniem organu właściwego do rozpatrzenia sprawy.

5.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2002 r. oddział przeprowadził 37 kontroli warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji. W ich wyniku stwierdzono w 1 przedsiębiorstwie energetycznym nieprawidłowości polegające na braku wyposażenia węzłów cieplnych w układy pomiarowo-rozliczeniowe i układy automatycznej regulacji. Wobec przedsiębiorstwa została wymierzona kara pieniężna w wysokości 4 200 zł. Ponadto wystąpiono do 6 przedsiębiorstw o uzupełnienie i uzasadnienie informacji zawartych w sprawozdaniach z realizacji warunków koncesyjnych.

b) parametry jakościowe dostaw

Oddział przeprowadził 4 kontrole w zakresie przestrzegania parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców energii elektrycznej. W ich wyniku stwierdzono nieprawidłowe postępowania przedsiębiorstwa

energetycznego przy wymianie licznika energii elektrycznej.

c) *prawidłowość stosowania taryf*

W 2002 r. w 5 przedsiębiorstwach objętych kontrolą prawidłowości stosowania taryf stwierdzono nieprawidłowości polegające na:

- zawyżaniu opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej i ciepła,
- stosowaniu nieprawidłowo opłaty za wznowienie dostaw energii elektrycznej,
- zawyżaniu opłat za ciepło w wyniku nieprawidłowego opomiarowania odbioru ciepła.

W związku z tym wymierzono 1 karę pieniężną w wysokości 3 700 zł, w pozostałych przypadkach przedsiębiorstwa niezwłocznie, dobrowolnie wyeliminowały ujawnione nieprawidłowości.

d) *kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych*

Przeprowadzono 20 kontroli przestrzegania przepisów art. 54 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie spełniania wymagań kwalifikacyjnych przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci. W 6 przedsiębiorstwach stwierdzono nieprawidłowości w tym zakresie. W celu ich wyeliminowania zostały wydane zalecenia pokontrolne. Zalecenia pokontrolne zostały wykonane przez wszystkie przedsiębiorstwa.

e) *utrzymywanie zapasów paliw*

W toku prowadzonych postępowań administracyjnych w zakresie zatwierdzania taryf dla ciepła przeprowadzono 22 kontrole utrzymywania zapasów paliwa. W wyniku tych kontroli stwierdzono w 21 przedsiębiorstwach zapas paliwa niższy od wymaganego przepisami. Poziom zgromadzonych zapasów paliwa gwarantował jednak utrzymanie ciągłości dostaw ciepła dla odbiorców.

5.3.7. *Nakładanie kar pieniężnych*

W okresie od 1 stycznia 2002 r. do 31 grudnia 2002 r. wszczęto 4 postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. W dwóch przypadkach umorzono postępowanie.

Wydano 2 decyzje o nałożeniu kary pieniężnej w wysokości:

- 4 200 zł za niespełnienie warunków koncesyjnych (art. 56 ust. 1 pkt 2 ustawy),
- 3 700 zł za stosowanie cen i taryf wyższych od zatwierdzonych (art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy).

5.4. *Struktura własnościowa przedsiębiorstw ciepłowniczych i jej wpływ na efektywność funkcjonowania*

Na 71 przedsiębiorstw posiadających koncesje na prowadzenie działalności ciepłowniczej na 31 grudnia 2002 r. 64 przedsiębiorstwa posiadają zatwierdzone taryfy dla ciepła.

W ogólnej strukturze przedsiębiorstw ciepłowniczych dla 35 właścicielem są samorządy miast i gmin, a 36 to przedsiębiorstwa o zróżnicowanej formie własności, od spółek jednoosobowych Skarbu Państwa poprzez spółki z kapitałem mieszanym, do spółek wyłącznie z kapitałem prywatnym.

Dla 64 przedsiębiorstw, które mają zatwierdzone taryfy dla ciepła, 36 przedsiębiorstw prowadzi w 100% działalność ciepłowniczą. Pozostałe przedsiębiorstwa prowadzą działalność wielobranżową, głównie o charakterze komunalnym, bądź działalność ta prowadzona jest na własne potrzeby (np. cukrownie, zakłady przemysłowe), a nadwyżka ciepła sprzedawana jest różnego rodzaju odbiorcom.

Dlatego też ocenie poddano jednorodną grupę przedsiębiorstw ciepłowniczych, dla której właścicielami bądź większościowymi udziałowcami są samorządy miast i gmin. Ponadto w tej grupie przedsiębiorstw w analizowanym okresie utrzymuje się prawie zupełna stagnacja w aspekcie zachodzących procesów prywatyzacyjnych w gospodarce. Na 26 badanych przedsiębiorstw jedynie w 2 przedsiębiorstwach ciepłowniczych władze samorządowe dokonały przekształceń własnościowych.

Analiza tej grupy przedsiębiorstw pod kątem ewentualnej obniżki kosztów przedstawia się następująco.

• *Realizacja inwestycji i modernizacja przedsiębiorstw ciepłowniczych*

Realizowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze inwestycje oraz modernizacje źródeł ciepła i sieci przesyłowych wynikają z planów poszczególnych przedsiębiorstw zawierających rzeczowe zadania, finansowe nakłady i koszty niezbędne do ich realizacji za okres 3 lat.

Ocena realizacji tych planów wskazuje na następujące nieprawidłowości:

- przyjmowane do kalkulacji planowane koszty bardzo często znacznie odbiegają od faktycznie wykonanych; świadczy to o zawyżaniu tych kosztów, mających wpływ na ostateczny poziom cen i stawek opłat,
- sporządzane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła plany rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło nie uwzględniają miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo kierunków rozwoju gminy określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, co jest niezgodne z zadaniami, jakie wynikają z Prawa energetycznego wobec poszczególnych struktur samorządowych,
- stwierdza się brak aktywności samorządów w realizacji zadań wynikających z Prawa energetycznego.

Generalnie należy stwierdzić, że zakres prowadzonych inwestycji oraz modernizacji jest bardzo różni-

cowany w zależności od stanu technicznego urządzeń oraz potrzeb związanych z bezpieczeństwem prowadzonej działalności i ochroną środowiska. W mniejszym natomiast zakresie prowadzone są inwestycje związane z zastępowaniem tradycyjnego paliwa (węgla) przez paliwa ekologiczne.

W wyniku realizacji inwestycji wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa zastosowano w 5 przedsiębiorstwach na 26 przedsiębiorstwach samorządowych, głównie województwa podlaskiego. W jednym przypadku wymieniono kotły węglowe na opalane zrębkami drzewnymi.

- *Koszty działalności ciepłowniczej*

Podstawowym kryterium oceny kosztów w sferze wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu są koszty uzasadnione przedsiębiorstw ciepłowniczych. Kryteria oceny kosztów uzasadnionych, przyjmowane do zatwierdzania taryf przez Urząd Regulacji Energetyki, znane są przedsiębiorstwom ciepłowniczym. Niemniej jednak, mimo znacznej poprawy w zakresie sporządzanych kalkulacji kosztów na przestrzeni badanego okresu, stwierdza się w dalszym ciągu zawyżanie kosztów w celu uzyskania planowanych podwyżek cen i stawek opłat.

Na przykładzie tylko jednego roku, tj. 2002, stwierdza się zawyżanie kosztów w przedkładanych do zatwierdzenia taryfach o kwotę ok. 7,3 mln zł.

W grupie przedsiębiorstw samorządowych wzrost kosztów uzasadnionych zawierał się w przedziale od 6,04% do 88,18%, natomiast obniżka kosztów wystąpiła w 8 przedsiębiorstwach w przedziale od 0,14% do 6,04%. W pozostałych przedsiębiorstwach ciepłowniczych wzrost kosztów uzasadnionych zawierał się w przedziale od (-)3,95% do 18,89%.

Na 26 przedsiębiorstwach ciepłowniczych, dla których właścicielem jest samorząd, jedynie w jednym przypadku władze samorządowe zwolniły przedsiębiorstwo od płacenia podatku.

W tej sytuacji nie można pozytywnie ocenić samorządów jako właścicieli przedsiębiorstw ciepłowniczych – dbając o budżety gmin, nie uwzględniają interesów odbiorców ciepła.

Można natomiast jednoznacznie stwierdzić, że utrzymująca się stagnacja w zakresie przekształceń własnościowych utrwala, a nawet sprzyja wzrostowi kosztów działalności ciepłowniczej i prowadzi do wzrostu cen i stawek opłat, przerzucając tym samym odpowiedzialność na Prezesa URE za ich wzrost na etapie zatwierdzania taryf.

- *Przychody uzyskane z działalności ciepłowniczej*

Wzrost rzeczywistych przychodów wynikający ze wzrostu cen i stawek opłat w przedsiębiorstwach samorządowych zawiera się w przedziale od (-)20,62% do 75,19%, natomiast w pozostałych przedsiębiorstwach wzrost przychodów z tytułu sprzedaży

ciepła zawiera się w przedziałach od (-)11,08% do 28,20%.

W grupie 26 przedsiębiorstw samorządowych w 6 przedsiębiorstwach nastąpił rzeczywisty spadek przychodów, natomiast w 20 przedsiębiorstwach – rzeczywisty wzrost przychodów, wynikający ze wzrostu cen i stawek opłat. Wyższa dynamika wzrostu przychodów w przedsiębiorstwach samorządowych wynika głównie z relatywnie wysokich kosztów przedstawionych we wnioskach taryfowych.

W grupie pozostałych 10 przedsiębiorstw wzrost rzeczywistych przychodów nastąpił w 8 przedsiębiorstwach, co również świadczy o opłacalności sprzedaży ciepła przy zatwierdzonych cenach i stawkach. Dla wszystkich przedsiębiorstw w okresach narastających średni wzrost rzeczywistych przychodów wynikających z zatwierdzenia ostatnich taryf w stosunku do zatwierdzonych pierwszych taryf wynosi 12,9%, a średni wzrost kosztów wynosi 13,3%. Oznacza to m.in., że:

- regulator nie akceptuje wszystkich kosztów, jakie przedstawia przedsiębiorstwo do zatwierdzenia taryfy,
- niektóre przedsiębiorstwa ciepłownicze prowadzą działalność na granicy opłacalności i problem obniżki kosztów winien być ich podstawowym priorytetem.

- *Ceny i stawki opłat*

W przedsiębiorstwach samorządowych średnie ceny ciepła (uwzględniające wszystkie rodzaje paliw) zawierają się w przedziale od 21,20 zł/GJ do 46,78 zł/GJ, natomiast stawki opłat za usługi przesyłowe od 0,47 zł/GJ do 14,03 zł/GJ.

W pozostałych przedsiębiorstwach średnie ceny ciepła zawierają się w przedziale od 14,55 zł/GJ do 43,92 zł/GJ, natomiast stawki opłat za usługi przesyłowe od 0,72 zł/GJ do 12,85 zł/GJ.

Porównanie tych dwóch grup przedsiębiorstw w zakresie stosowanego poziomu cen i stawek opłat wykazuje, że średni poziom cen ciepła oraz stawek przesyłowych jest wyższy w przedsiębiorstwach samorządowych.

W świetle dokonanych porównań oraz wycinkowej oceny w zakresie wpływu form własności na poziom kosztów i cen należy stwierdzić:

- przedsiębiorstwa samorządowe funkcjonują w niezmięnionej strukturze własnościowej,
- poziom kosztów, cen i stawek opłat jest wyższy w przedsiębiorstwach samorządowych w porównaniu z przedsiębiorstwami, w których dokonywały się procesy prywatyzacyjne,
- władze samorządowe nie korzystają z posiadanych uprawnień odnośnie do zwalniania bądź udzielania ulg przedsiębiorstwom ciepłowniczym w zakresie płaconego podatku od nieruchomości, wpływającego znacząco na poziom

kosztów, a w efekcie na wzrost cen i stawek opłat za ciepło,

- samorządy nie wywiązują się w sposób dostateczny z zadań wynikających z art. 18 Prawa energetycznego.

5.4.1. Przyczyny spadku mocy zamówionej w przedsiębiorstwach energetycznych

Zgodnie z § 2 pkt 19 rozporządzenia taryfowego o wielkości mocy zamówionej decyduje odbiorca. Od czasu, gdy opłaty za moc stały się odrębnym składnikiem rachunku za ciepło, odbiorcy bardzo często zwracali się do przedsiębiorstw energetycznych o korekty mocy zamówionej.

Dla oceny bieżącej dynamiki tego zjawiska dokonaliśmy analizy porównawczej wybranej grupy przedsiębiorstw z obszaru działania oddziału. Zostały wybrane 24 przedsiębiorstwa, które składały wnioski taryfowe w latach 2000, 2001, 2002. Zamówiona moc cieplna została obniżona z 2 066 MW w 2000 r. do 2 043 MW w 2001 r. tj. o 1,08%. Można zatem mówić o pewnej stabilizacji tego zjawiska, a zmniejszanie mocy zamówionej przez odbiorców ciepła ma z roku na rok niższą dynamikę.

Niemniej jednak istnieje pewna grupa przedsiębiorstw, w których doszło do drastycznej obniżki mocy zamówionej.

Oto przykłady.

- W jednym z przedsiębiorstw, które eksploatowało 2 małe węglowe źródła ciepła oraz lokalne kotłownie gazowe, w 2001 r. doszło do ograniczenia zamówionej mocy cieplnej aż o 41% na skutek wypowiedzenia umów przez odbiorców ciepła. Spowodowało to wyłączenie z eksploatacji jednego węglowego źródła. Powodem wypowiedzenia umów było wykonanie własnych kotłowni gazowych przez odbiorców, którzy podjęli decyzję o ich budowie z powodu wysokich opłat za dostarczone ciepło, jakie ponosili.
- Kolejnym przykładem jest przedsiębiorstwo posiadające koncesje na wytwarzanie, przesłanie i dystrybucję ciepła, w którym to odbiorcy zmniejszyli zapotrzebowanie na moc zamówioną o 34%. Spowodowane to było wypowiedzeniem umowy przez dwóch odbiorców w związku z uruchomieniem własnego źródła ciepła oraz zmniejszeniem mocy przez pozostałych odbiorców.
- W innym z przedsiębiorstw jednym z powodów zmniejszenia mocy zamówionej przez odbiorców o 11% było wyposażenie węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji, które zostały zainstalowane przez przedsiębiorstwo ciepłownicze. Obowiązek instalowania układów regulacyjnych wynikał z warunków koncesyjnych, które zostały nałożone na przedsiębiorstwo decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Można więc stwierdzić, że w tym przypadku redukcję mocy należy traktować jako korektę do poziomu faktycznie uzasadnionego. Drugim

istotnym powodem było obniżenie mocy zamówionej przez pozostałych odbiorców w celu ponoszenia mniejszych opłat za dostarczane ciepło.

Generalnie można stwierdzić, że najważniejszymi przyczynami ograniczania przez odbiorców zamówionej mocy cieplnej jest budowa własnych źródeł ciepła i wyłączenie zasilania obiektów z sieci ciepłowniczej jako następstwo zbyt wysokich opłat za dostarczone ciepło. Także zmniejszanie strat cieplnych w wyniku przeprowadzania przez przedsiębiorstwa energetyczne termomodernizacji ogrzewanych budynków oraz przeprowadzanie regulacji hydraulicznej instalacji odbiorczych wpływa na obniżkę mocy zamawianej przez odbiorców.

Przedstawione wyżej przykłady pokazują, że redukcja mocy zamówionej przez odbiorców stwarza realne zagrożenie dla dalszej egzystencji niektórych przedsiębiorstw energetycznych, ponieważ nie ma możliwości obniżenia kosztów prowadzenia działalności w podobnych proporcjach jak odnotowane obniżki mocy. Może to spowodować konieczność podniesienia cen i stawek opłat dla pozostałych odbiorców, co w konsekwencji może spowodować dalszą redukcję mocy zamówionej.

Dlatego bardzo istotną sprawą jest umiejętność prowadzenia takiej gospodarki finansowej przez przedsiębiorstwa energetyczne, która nie spowoduje obciążania odbiorców skutkami obniżania mocy zamówionej przez innych odbiorców. Ważne jest więc, aby koszty prowadzenia działalności były w pełni uzasadnione i racjonalne.

Można stwierdzić, że zarówno przedsiębiorstwa energetyczne jak i odbiorcy ciepła podchodzą do sprawy redukcji mocy zamówionej w sposób przemyślany. Tylko nieliczni odbiorcy obniżają ją, nie licząc się z konsekwencjami, jakie mogą ponieść w sytuacji, gdy nastąpi przekroczenie ilości tej mocy. W związku z ograniczaniem przez odbiorców zapotrzebowania na moc, przedsiębiorstwa energetyczne w większym niż dotychczas stopniu przeprowadzają kontrole dotrzymywania ustaleń dotyczących zamówionej mocy i stosują opłaty dodatkowe w przypadku jej przekroczenia.

Z dotychczasowych doświadczeń taryfowych wynika jednak, że znacznie wzrosła świadomość i wiedza odbiorców ciepła dotycząca możliwości racjonalnego użytkowania mediów energetycznych.

5.5. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z odbiorcami, samorządami lokalnymi i przedsiębiorstwami energetycznymi

W 2002 r. kontynuowano współpracę z samorządami różnych szczebli w celu wyjaśnienia problemów związanych z zatwierdzeniem taryf dla ciepła, jak również w sprawach bieżących, dotyczących indywidualnych skarg odbiorców ciepła.

Pracownicy oddziału udzielali przedsiębiorstwom energetycznym szeregu konsultacji i wyjaśnień w trakcie

zatwierdzania taryf. Indywidualne wizyty przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych sprzyjają prawidłowemu sporządzaniu wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, co w wielu przypadkach znacznie skraca proces ich zatwierdzenia.

Udzielono również wielu wyjaśnień indywidualnym odbiorcom ciepła oraz energii elektrycznej i gazu w zakresie zasad rozliczania cen i stawek opłat, konstrukcji taryf, fakturowania itp. Informowano też o procedurze postępowania odbiorców ciepła, energii elektrycznej i gazu w przypadkach, w których Prezes URE nie był właściwym organem do ich rozstrzygnięcia.

W okresie od 1 stycznia 2002 r. do 31 grudnia 2002 r. wpłynęło 9 zapytań z zakresu energii elektrycznej dotyczących aktualizacji umów sprzedaży energii elektrycznej, finansowania oświetlenia ulicznego, zapisów umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz przyłączenia do sieci.

Wpłynęło też 30 zapytań z zakresu ciepła, dotyczących postanowień umów sprzedaży ciepła, cen ciepła uiszczanych przez najemców lokali, opłat przyłączeniowych, podziału odbiorców na grupy taryfowe, kosztów dostawy ciepła, ustalenia zamówionej mocy cieplnej.

Wydano także 2 opinie w sprawie opłat za paliwo gazowe.

Informacyjna rola urzędu wyrażała się także w formułowaniu opinii i udzielaniu odpowiedzi na pytania pochodzące zarówno od odbiorców, jak i przedsiębiorstw energetycznych oraz instytucji zajmujących się ochroną praw konsumentów.

Pracownicy oddziału uczestniczyli ponadto w 2 konferencjach, a mianowicie:

- w XIII Spotkaniach Producentów, Dystrybutorów i Odbiorców Ciepła w Puławach, zorganizowanych przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie,
- w konferencji naukowo-technicznej Rynek Energii Ciepłej REC 2002 w Nałęczowie.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

W 2002 r. do rzeczników konsumentów skierowano szereg pisemnych wyjaśnień w sprawach dotyczących:

- warunków świadczenia usług polegających na dostarczaniu energii elektrycznej,
- kalkulacji cen ciepła sporządzonych przez przedsiębiorstwa nieposiadające koncesji,
- rozliczeń za dostarczone ciepło,
- rozliczeń za gaz ziemny i energię elektryczną,
- stosowania korekt faktur za energię elektryczną.

Udzielano także odpowiedzi i wyjaśnień na liczne pytania zgłoszone telefonicznie.

Wszyscy rzecznicy konsumentów zostali poinformowani o działalności oddziału w zakresie taryfowania, rozpatrywania spraw spornych i skarg.

Rzecznicy konsumentów zostali także poinformowani o działalności punktu konsultacyjnego powołanego do realizowania zasadniczego zadania Prezesa URE, a dotyczącego ochrony interesów odbiorców paliw i energii. W związku z niewielką znajomością przez odbiorców

specyficznego problemu regulowanego ustawą – Prawo energetyczne, działalność punktu konsultacyjnego odgrywa zasadniczą rolę przy rozpatrywaniu skarg wpływających do rzeczników konsumentów.

Polega to głównie na załatwianiu skarg i wniosków dotyczących:

- wysokości opłat za ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- wysokości cen ciepła ustalanych przez przedsiębiorstwa nieposiadające koncesji,
- wyjaśniania przepisów ustawy – Prawo energetyczne i przepisów wykonawczych.

c) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie współpracował z delegaturami Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w ramach art. 23 ust. 1 pkt 7 Prawa energetycznego w następującym zakresie.

- Oddział udzielał opinii w zakresie energetyki oraz wszelkich informacji w związku z prowadzonymi przez UOKiK postępowaniami w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów; na żądanie UOKiK Delegatura w Gdańsku udzieliła informacji w sprawie cen i stawek opłat w kotłowniach gazowych i olejowych z terenu działania OT URE w Lublinie.
- Rozpatrywano sprawy przesyłane przez UOKiK, które dotyczyły działania przedsiębiorstw energetycznych m.in. w zakresie wprowadzania nowych taryf dla energii elektrycznej i cieplnej; udzielono informacji dotyczącej zapisów umowy sprzedaży energii elektrycznej, obowiązków przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców wynikających bezpośrednio z ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych oraz zasad rozliczeń według cen i stawek opłat zawartych w taryfach.
- Przesyłano do UOKiK sprawy wynikające ze skarg odbiorców energii, wykraczających poza uprawnienia Prezesa URE; przekazano do UOKiK skargi na ceny energii cieplnej dostarczanej przez podmioty prowadzące działalność gospodarczą niewymagającą uzyskania koncesji.
- Utrzymywano bieżące kontakty i udzielano informacji w sprawach prowadzonych przez UOKiK.

6. Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi

Zasięg terytorialny Środkowozachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Łodzi obejmuje obszar województw: łódzkiego i świętokrzyskiego, a więc obszar 280 gmin (odpowiednio 178 i 102 gminy). Na terenie obu województw działalność gospodarczą prowadzi 318 przedsiębiorstw koncesjonowanych, posiadających 472 koncesje w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji paliw i energii oraz obrotu nimi.

W końcu 2002 r. w Środkowozachodnim Oddziale Terenowym z siedzibą w Łodzi zatrudnionych było 15 osób – 14 osób posiada wykształcenie wyższe, z tego 2 osoby mają ukończone 2 fakultety, a 1 osoba posiada tytuł doktora nauk technicznych. W różnych formach szkolenia i doskonalenia zawodowego organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki i Oddział Łódzki SEP, pomimo znacznych ograniczeń finansowych, wzięło udział ogółem 10 pracowników oddziału. W szkoleniu organizowanym przez Środkowozachodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Łodzi w ramach szkolenia wewnętrznego na temat regulacji ekonomicznych i prawnych kogeneracji w aspekcie unormowań Unii Europejskiej uczestniczyli natomiast wszyscy pracownicy oddziału. W okresie sprawozdawczym oddziałem kierował zastępca dyrektora dr inż. Leszek Szczygieł, który od 1 października 2002 r. pełnił obowiązki dyrektora oddziału.

6.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Lokalny sektor energetyczny charakteryzuje się dość dużą dywersyfikacją produkcji i sprzedaży energii i paliw.

Największymi producentami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału (a także w skali kraju) są:

- Elektrownia Bełchatów o mocy zainstalowanej 4 390 MW i produkcji energii elektrycznej w 2002 r. w wysokości 27 362 239 MWh,
- Elektrownia im. T. Kościuszki w Polańcu SA, której moc zainstalowana wynosi 1 800 MW, a wielkość produkcji energii była równa 6 845 111 MWh.

Obie elektrownie należą do największych w kraju i produkujących najtańszą energię elektryczną, dlatego też ich prawidłowe i bezawaryjne funkcjonowanie ma bardzo istotny wpływ na kształtowanie się cen w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Największe przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej na terenie działania oddziału to:

- Zakład Energetyczny Łódź – Teren ZEL-T SA, który w 2002 r. sprzedał 4 129 097 MWh energii elektrycznej, jego moc szczytowa wynosiła 712 MW,
- Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego ZEORK SA, których sprzedaż wynosiła 3 678 946 MWh, a moc szczytowa była równa 795 MW,
- Łódzki Zakład Energetyczny ŁZE SA o sprzedaży równej 2 522 310 MWh i mocy szczytowej wynoszącej 586,9 MW.

Łączna sprzedaż w tych zakładach energetycznych wynosiła 10 330 353 MWh, co stanowiło ok. 8% sprzedaży energii elektrycznej w Polsce.

Największymi producentami ciepła są:

- Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA, o mocy osiągalnej 2 697 MW_t i produkcji wynoszącej 18 464 300 GJ, produkujący ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną,

- Elektrownia Bełchatów SA, o mocy osiągalnej 375 MW_t i produkcji 2 056 623 GJ,
- Elektrociepłownia Kielce SA, o mocy osiągalnej 298 MW_t i produkcji 1 841 025 GJ,
- Elektrownia im. T. Kościuszki w Polańcu SA, o mocy osiągalnej 130 MW_t i produkcji 2 291 470 GJ.

Najwięksi dystrybutorzy ciepła (oprócz ZEC w Łodzi SA) to:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bełchatowie, które zamówiło 121 MW_t i sprzedało 1 115 758 GJ,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłe Sp. z o.o. w Kielcach, które zamówiło 248 MW_t i sprzedało 1 901 500 GJ ciepła.

Przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem gazem zajmują się dwa zakłady wchodzące w skład struktury PGNiG w Warszawie:

- Oddział Zakład Gazowniczy „Gazownia Łódzka” w Łodzi, który sprzedał w 2002 r. 312 855 tys. m³ gazu dla 389 299 odbiorców,
- Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach, który sprzedał w tym samym okresie 123 167 tys. m³ gazu dla 119 440 odbiorców.

6.2. Odbiorcy paliw i energii

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na obszarze działania oddziału są odbiorcy przemysłowi, których zużycie energii kształtuje się na następującym poziomie: Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” SA – 1 025 000 MWh, Huta „Ostrowiec” SA w Ostrowcu Świętokrzyskim – 371 590 MWh, PKP SA – 445 913 MWh, Lafarge-Cement Polska SA Małogoszcz – 132 369 MWh.

Z kolei najbardziej znaczącymi odbiorcami ciepła są przede wszystkim duże spółdzielnie mieszkaniowe i odbiorcy przemysłowi. Można tu wymienić m.in.: Pabianicką Spółdzielnię Mieszkaniową, która zamówiła 76,2 MW_t mocy i zakupiła 637 382 GJ ciepła, Spółdzielnię Mieszkaniową „Teofilów” w Łodzi – moc zamówiona 73,3 MW_t i kupno 621 348 GJ ciepła, Kopalnię Siarki „Osiek” w Grzybowie – moc zamówiona 63,6 MW_t i zakup 1 967 297 GJ ciepła.

Dominującymi odbiorcami gazu na terenie województw łódzkiego i świętokrzyskiego są następujące zakłady: Ceramika Paradyż w Tomaszowie Maz. – 12 208 692 m³, Ferroxcube Polska w Skierniewicach – 7 766 664 m³, Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Radomsku – 4 581 000 m³, Ceramika Końskie Zakład Biskwitu 7 237 508 m³.

Zgodnie z harmonogramem dostępu stron trzecich do sieci – zasada TPA (Dz. U. z 1998 r. Nr 107, poz. 671) w 2002 r. 77 odbiorców energii elektrycznej było uprawnionych do skorzystania z tej zasady, jednakże żaden z nich nie skorzystał z tego prawa. Wynika to przede wszystkim z kłopotów, na jakie napotyka uprawnieni odbiorcy przy próbach zawierania umów o świadczenie usług przesyłowych z zakładami energetycznymi oraz braku jasno sprecyzowanych

zasad stosowania przez zakłady tych usług. Jeżeli natomiast chodzi o ciepło, to mimo niskiego progu (5 000 GJ), uprawniającego do korzystania z prawa do usług przesyłowych, nikt z niego nie skorzystał ze względu na brak alternatywnego dostawcy dołączonego do sieci ciepłowniczej.

6.3. Działalność regulacyjna

6.3.1. Koncesjonowanie przedsiębiorstw ciepłowniczych

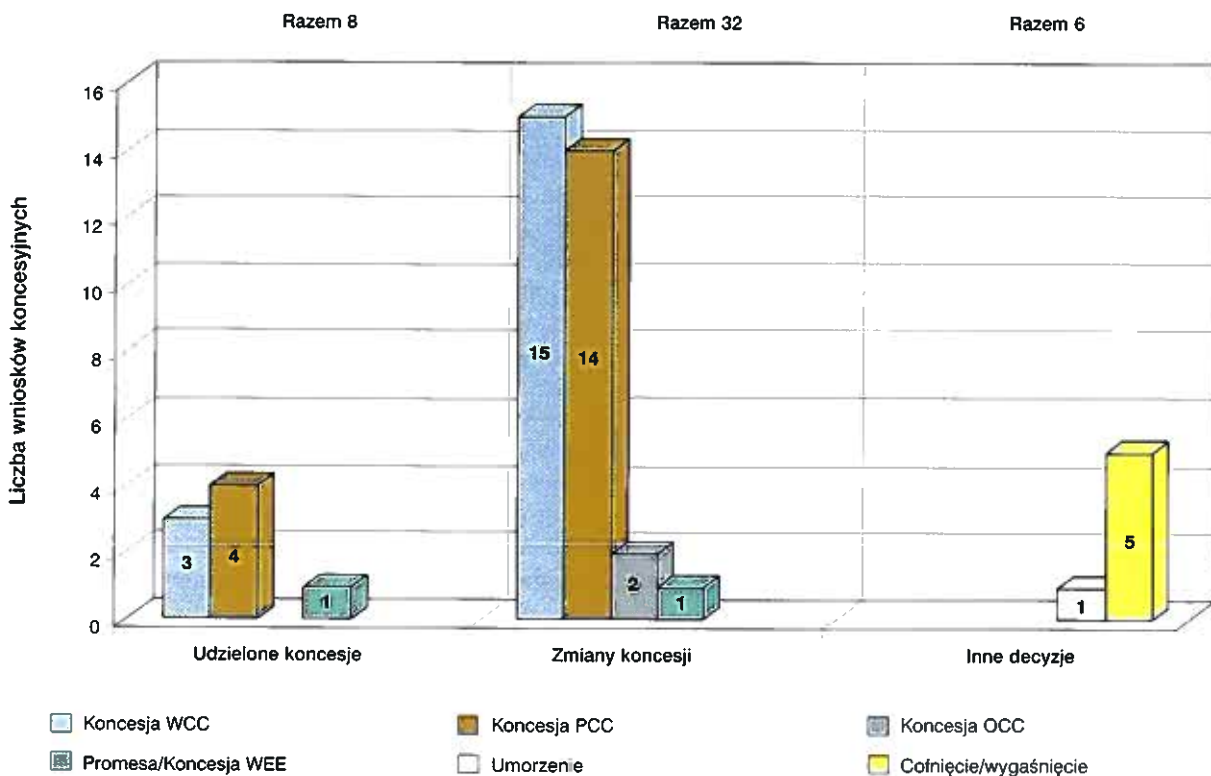
Koncesjonowanie jest jednym z podstawowych środków prawnych służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców. Działalność regulacyjna w zakresie koncesjonowania jest ważnym obszarem działalności oddziału. 31 grudnia 2002 r. na terenie właściwości terytorialnej oddziału działalność gospodarczą prowadziło łącznie 318 koncesjonariuszy, w tym 224 na terenie województwa łódzkiego i 94 na terenie województwa świętokrzyskiego. W okresie sprawozdawczym oddział wydał 46 decyzji koncesyjnych, w tym m.in. 3 decyzje dotyczyły udzielenia koncesji na wytwarzanie ciepła, 4 na przesyłanie i dystrybucję ciepła, 1 promesę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, 32 decyzje w sprawie zmian w udzielonych koncesjach (rysunek 22). W 2002 r. oddział przeprowadził 89 kontroli zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej

przez przedsiębiorstwa ciepłownicze z udzielonymi tym przedsiębiorstwom koncesjami. Nie stwierdzono nieprawidłowości w tym zakresie.

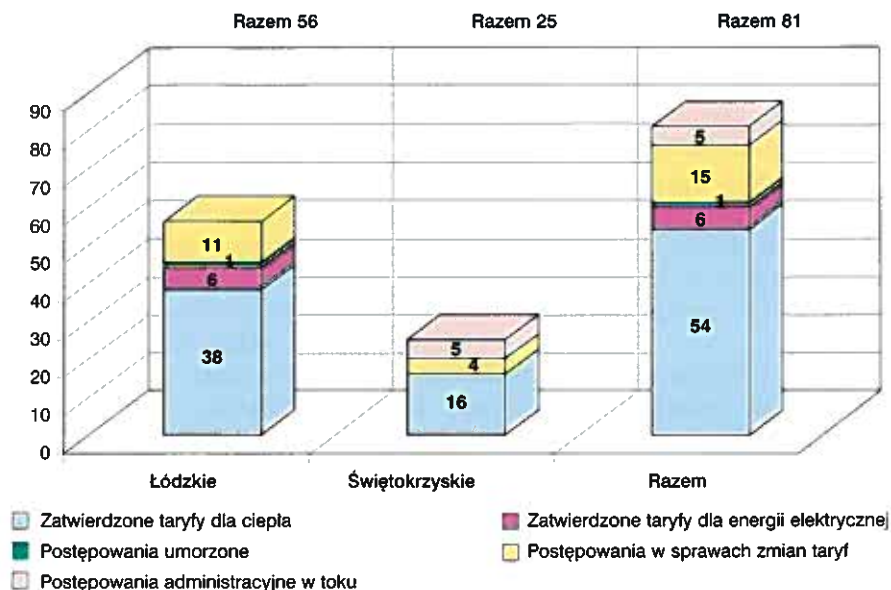
6.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Zgodnie z regulacją prawną zawartą w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące koncesjonowaną działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji lub obrocie ciepłem ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W 2002 r. Środkowozachodni Oddział Terenowy URE rozpatrywał łącznie 81 wniosków taryfowych, z czego 59 w sprawie zatwierdzenia nowych taryf dla ciepła, 14 dotyczących korekt taryf dla ciepła, 7 wniosków w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz 1 wniosek w sprawie korekty taryfy dla energii elektrycznej. Ogółem oddział zatwierdził 54 taryfy dla ciepła. W jednym przypadku umorzył postępowanie, a 4 wnioski są w trakcie postępowania. W okresie sprawozdawczym oddział rozpatrzył łącznie 14 wniosków o zatwierdzenie zmian w już zatwierdzonych taryfach dla ciepła, z czego 13 wniosków zostało rozpatrzonych pozytywnie, 1 wniosek rozpatrzono negatywnie, odmawiając zatwierdzenia korekty taryfy. Zestawienie liczbowe zatwierdzanych taryf wg województw i w rozbiciu na poszczególne rodzaje taryf przedstawiono w sposób graficzny na rysunku 23.

Rysunek 22. Przebieg koncesjonowania w Środkowozachodnim Oddziale Terenowym URE w 2002 r.



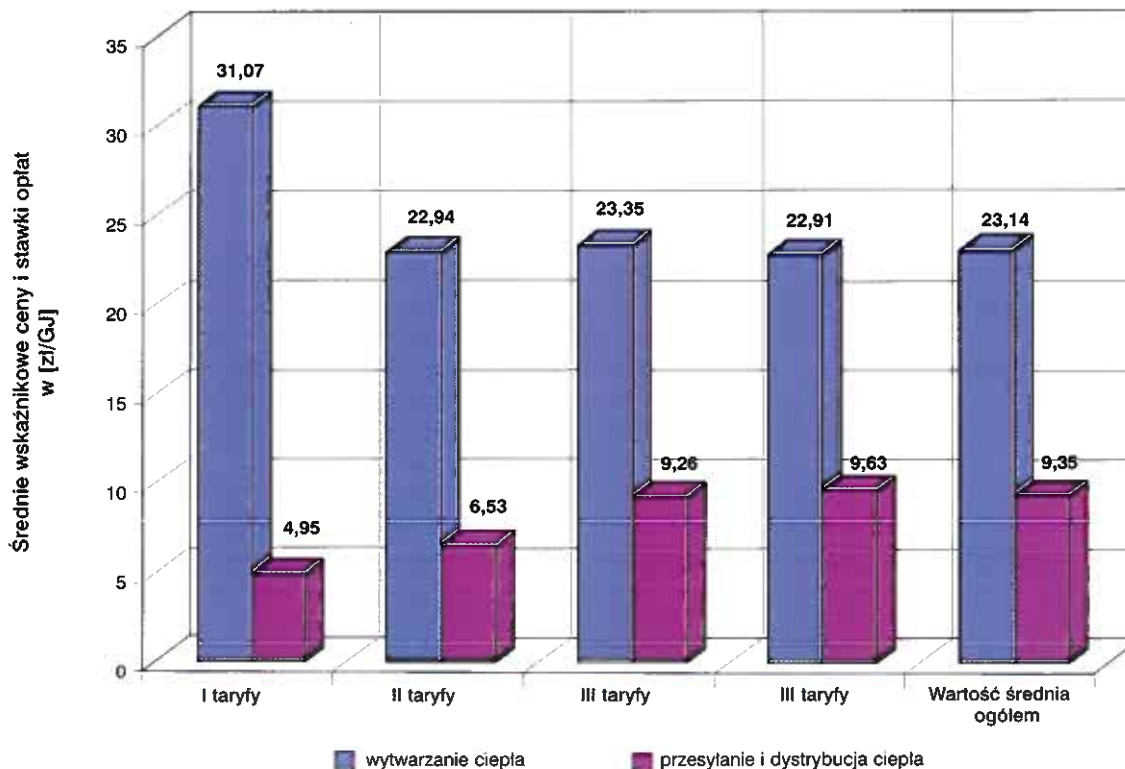
Rysunek 23. Zestawienie liczbowe przebiegu zatwierdzania taryf dla ciepła i energii elektrycznej w 2002 r.



W 2002 r. średnia wskaźnikowa cena ciepła w zakresie wytwarzania w zatwierdzonych taryfach na terenie województwa łódzkiego wyniosła 23,39 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 19,26 zł/GJ do 58,38 zł/GJ, zaś średnia cena wskaźnikowa ciepła w zakresie wytwarzania na terenie województwa świętokrzyskiego wyniosła 22,03 zł/GJ i zawierała się w przedziale od 12,77 zł/GJ do 43,92 zł/GJ. W okresie sprawozdawczym średnia cena ciepła na terenie województwa łódzkiego

wzrosła o 4,28% w stosunku do średniej wskaźnikowej ceny ciepła zatwierdzonej w roku ubiegłym, a na terenie województwa świętokrzyskiego spadła o (-)3,55%. Średnie wskaźnikowe stawki opłat za usługi przesyłowe wynosiły natomiast w województwach łódzkim i świętokrzyskim odpowiednio 9,17 zł/GJ i 10,22 zł/GJ i ich średni wzrost to odpowiednio 9,04% i 17,74%. Na rysunku 24 przedstawiono wartości średnich wskaźnikowych cen ciepła i stawek opłat przesyłowych zatwier-

Rysunek 24. Średnie wskaźnikowe ceny ciepła i stawki opłat przesyłowych zatwierdzone w 2002 r.



dzonych w oddziale w podziale na poszczególne rodzaje taryf.

W 2002 r. oddział zatwierdził taryfy dwóch przedsiębiorstw na okresy wieloletnie, w związku z czym w kolejnych latach przedsiębiorstwa te będą mogły samodzielnie dostosować zatwierdzone im taryfy do zmieniających się warunków ekonomicznych w oparciu o zatwierdzone dodatnie współczynniki korekcyjne (X_i), wymuszające poprawę efektywności ich funkcjonowania. Należy podkreślić, że podstawową przyczyną małej liczby wniosków o zatwierdzenie taryf na okresy wieloletnie jest, zdaniem przedsiębiorstw energetycznych, niestabilność cen na rynku paliw.

Oddział, realizując zadania Prezesa URE polegające na regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa oraz zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych, zweryfikował w toku postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy przychody tych przedsiębiorstw na kwotę 27 216 tys. zł, co oznacza, że kwota ta, wystarczająca do zakupu ciepła na roczne ogrzanie dużego miasta powiatowego (np. Pabianic, bądź Piotrkowa Tryb.), pozostanie u odbiorców, a koncesjonowane przedsiębiorstwa będą musiały ograniczyć koszty działalności o ok. 3%.

W 2002 r. oddział zatwierdził pierwszą taryfę dla nowo powstałego podmiotu – „Geotermii Uniejów” Sp. z o.o. z siedzibą w Uniejowie. Władze miasta i gminy Uniejów postanowiły stworzyć na swoim terenie, na bazie udokumentowanych zasobów wód geotermalnych o wysokiej temperaturze, rejon czysty ekologicznie, stawiając na niezawodne źródło ciepła, stabilne ceny ciepła, czyste powietrze oraz balneologię i rekreację.

Podstawowym założeniem projektu budowy proekologicznego systemu ciepłego było wyeliminowanie z pracy przestarzałych technologicznie kotłowni węglowych. Wytwarzanie ciepła odbywa się w tzw. centrali ciepłej wód geotermalnych, składającej się z ciepłowni geotermalnej o mocy zainstalowanej 3,2 MW i kotłowni szczytowej (olejowej) o mocy zainstalowanej 2,4 MW. Uruchomienie systemu ciepłowniczego pozwoliło zmniejszyć emisję zanieczyszczeń i szkodliwych substancji do atmosfery. Podczas jednego sezonu grzewczego emisja zmniejszyła się o 31 ton dwutlenku siarki, 99 ton tlenku węgla, 33 tony pyłu i 3 tony dwutlenku azotu. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom społeczności Uniejowa (3 200 mieszkańców), ustalona przez „Geotermię Uniejów” cena ciepła liczona jednoczłonowo kształtuje się na poziomie 38,48 zł/GJ w tym 29,06 zł/GJ za wytwarzanie i 9,42 zł/GJ za usługę przesyłową. Cena ta nie stanowi pełnego odzwierciedlenia kosztów spółki, gdyż „Geotermia Uniejów” przy opracowywaniu taryfy zrezygnowała z umieszczenia w jej kalkulacji ok. 80% kosztów amortyzacji.

Analizując ceny i stawki opłat za ciepło zatwierdzone przez oddział w 2002 r. należy zwrócić szczególną uwagę na strukturę sprzedaży ciepła przez

przedsiębiorstwa ciepłownicze oraz strukturę własnościową tych przedsiębiorstw. Największą grupę przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowią sprzedające w ciągu roku do 100 000 GJ ciepła. Na terenie województwa łódzkiego znajduje się 57% takich przedsiębiorstw, na terenie województwa świętokrzyskiego 40%. Sprzedaż ciepła przez te przedsiębiorstwa w sprzedaży ogółem dla województwa łódzkiego wynosi zaledwie 3,1%, a dla województwa świętokrzyskiego 2,7%. W zdecydowanej większości tych przedsiębiorstw (ok. 70%) eksploatowane są kotłownie zakładowe sprzedające nadwyżki ciepła okolicznym odbiorcom. W grupie tej znajduje się 9 przedsiębiorstw, dla których właścicielem są samorządy miast i gmin oraz 18 przedsiębiorstw będących własnością spółek prawa handlowego. W przedsiębiorstwach samorządowych przeważa wytwarzanie ciepła w wyodrębnionych, przestarzałych kotłowniach lokalnych w starych kottach o niskiej sprawności (ok. 50-60%), opalanych koksem i węglem. Ceny ciepła w zależności od rodzaju paliwa kształtują się w przedziale od 26,51 zł/GJ do 49,24 zł/GJ (kotłownia olejowa). Koszty połączenia takich lokalnych źródeł wytwarzania ciepła siecią ciepłowniczą nie są akceptowane przez władze samorządowe, a większość gmin nie jest również zainteresowana modernizacją źródeł wytwarzania.

Na szczególną uwagę zasługuje grupa przedsiębiorstw sprzedająca powyżej 300 000 GJ. Znajduje się w niej 14 przedsiębiorstw, dla których właścicielem jest samorząd. W tym przypadku daje się zauważyć tendencję niskiego wzrostu cen związanego z wyraźną poprawą efektywności gospodarowania. Większość eksploatowanych kotłowni została zmodernizowana i sprawność wytwarzania wynosi ok. 80%, a średnia cena wytworzenia ciepła wynosi 22,68 zł/GJ, zamykając się w przedziale od 20,37 zł/GJ do 26,30 zł/GJ. Przedsiębiorstwa te planują w najbliższym czasie zainstalowanie na okres letni małych źródeł gazowych, ponieważ moc zamówiona przez odbiorców w tym okresie nie przekracza z reguły 10 MW, co sprawia, że większe kotły w okresie letnim nie są w pełni wykorzystane i pracują z mniejszą sprawnością.

Należy również zwrócić uwagę na problemy związane z rozproszeniem źródeł wytwarzania ciepła w większości przedsiębiorstw samorządowych. Wytwarzanie ciepła w tych przedsiębiorstwach odbywa się w małych kotłowniach lokalnych, z reguły opalanych koksem. Ceny wytworzenia ciepła w tych kotłowniach wynoszą średnio ok. 40 zł/GJ, a koszty połączenia tych kotłowni w jeden system ciepłowniczy przekraczają możliwości finansowe w większości miast i gmin.

Do nielicznych wyjątków należą sytuacje, gdzie przedsiębiorstwa samorządowe przeprowadzają inwestycje i remonty. I tak w Łowiczu, dzięki środkom finansowym pochodzącym z wojewódzkiego i narodowego Funduszu Ochrony Środowiska, udało się połączyć małe kotłownie lokalne i stworzyć centralny system grzewczy. Jednakże mimo pozyskania nisko oprocento-

wanych kredytów ceny ciepła w mieście są wysokie i wynoszą ok. 50 zł/GJ, a spodziewane efekty w postaci obniżki cen ciepła wystąpią w przyszłości, może już w następnej taryfie. Tylko w dwóch gminach przeprowadzane są modernizacje w źródłach ciepła, polegające na zamianie starych kotłowni zakładowych, przejętych przez gminy, na nowoczesne źródła opalane gazem. Inwestycje te wykonywane są przede wszystkim ze środków pochodzących z Funduszu Ochrony Środowiska. Wyjątkiem jest tu gmina Koluszki, gdzie władze samorządowe podjęły decyzje i wybudowały kotłownię opalaną miazgą węglową, która jest wykorzystywana w okresie letnim. Na uwagę zasługuje też modernizacja źródeł ciepła przeprowadzana przez Komunalny Związek Ciepłownictwa „Ponidzie” z siedzibą w Busku Zdroju. Zarząd związku, przy pełnym poparciu wszystkich gmin wchodzących w jego skład, modernizuje źródła ciepła opalane koksem na bezobsługowe opalane węglem-groszkiem. Na te inwestycje związek nie otrzymał pomocy ze środków ochrony środowiska ani dotacji z gmin i przedsięwzięcia modernizacyjne w całości finansowane są ze środków wygospodarowanych przez związek oraz z zaciągniętych kredytów.

Reasumując, należy stwierdzić, że wysokość cen ciepła jest zróżnicowana w zależności od struktury sprzedaży ciepła i formy własności przedsiębiorstw ciepłowniczych. Małe przedsiębiorstwa, szczególnie samorządowe, posiadają przestarzałe, niskosprawne źródła ciepła, najczęściej opalane drogim paliwem, co więcej, nie przeprowadzają żadnych prac modernizacyj-

nych ze względu na brak środków finansowych, w związku z czym ceny ciepła wytwarzanego w tych przedsiębiorstwach są wyższe od średnich cen zatwierdzonych dla całego województwa.

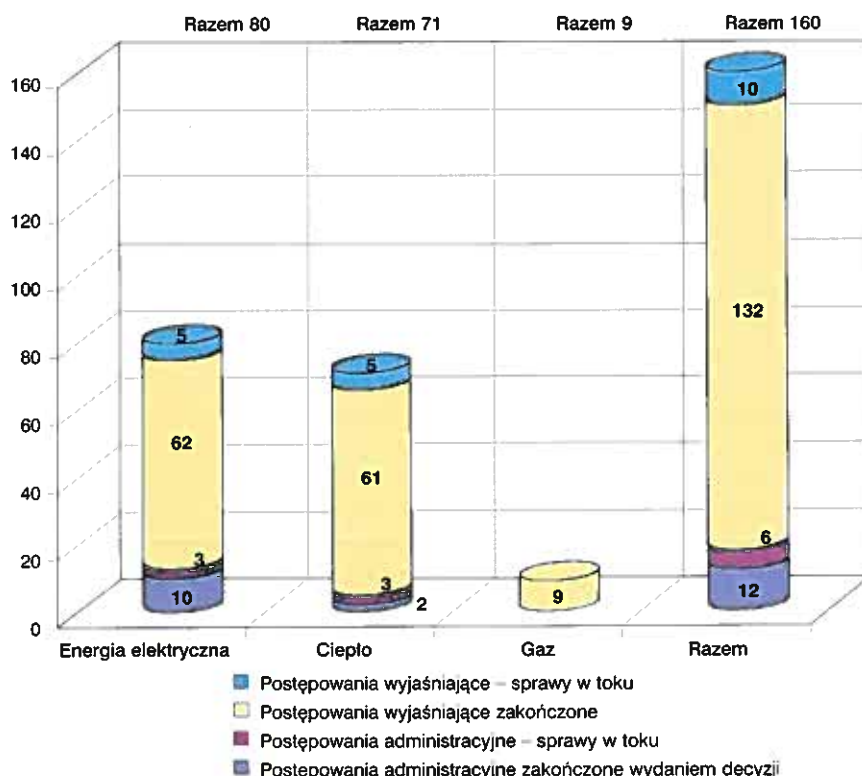
6.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2002 r. w oddziale rozpatrzono 7 wniosków o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem, złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, do których stosuje się obowiązek zakupu energii elektrycznej, z czego 6 rozpatrzono pozytywnie, zatwierdzając przedłożone taryfy dla energii elektrycznej, a 1 wniosek znajduje się w trakcie postępowania administracyjnego. Rozpatrzono również 1 wniosek o dokonanie zmian cen w pierwszej taryfie dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Wniosek ten został złożony przez przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność na terenie województwa łódzkiego, a postępowanie zostało zakończone wydaniem decyzji odmownej.

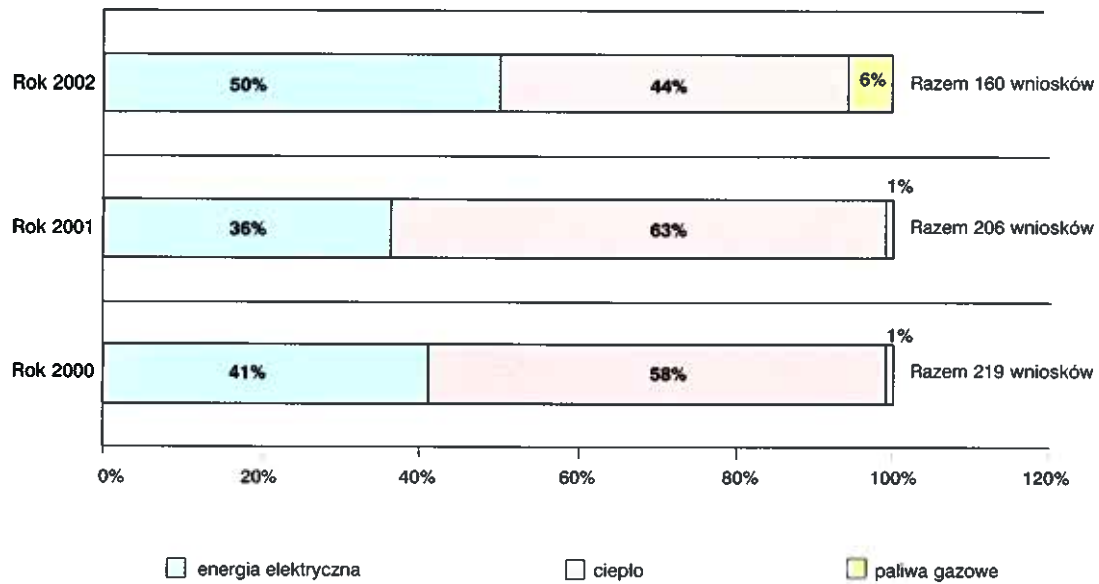
6.3.4. Rozpatrywanie spraw spornych

Środkowozachodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Łodzi rozpatrywał w 2002 r. w sumie 160 spraw, których struktura jest przedstawiona poniżej. W zakresie energii elektrycznej rozpatrywano 80 spraw, w zakresie ciepła 71 spraw, natomiast w zakresie paliw gazowych rozpatrzeniu podlegało 9 spraw. Szczegółową strukturę rozpatrywania sporów, skarg i wniosków oraz sposoby ich załatwienia przedstawiono na rys. 25 i 26.

Rysunek 25. Struktura rozpatrywania sporów, skarg i wniosków w 2002 r.



Rysunek 26. Udział procentowy nośników energetycznych w strukturze rozpatrywania sporów



W okresie sprawozdawczym wydano 12 decyzji administracyjnych, z czego 10 decyzji dotyczyło energii elektrycznej, a 2 decyzje – ciepła. Spośród wydanych decyzji administracyjnych jedna orzekała, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej było uzasadnione, w 2 przypadkach wstrzymanie dostaw energii elektrycznej było nieuzasadnione, 1 decyzja orzekała zawarcie umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, 5 decyzji dotyczyło umorzenia prowadzonych postępowań administracyjnych w zakresie dostaw energii elektrycznej, natomiast dwie – umorzenia postępowań w zakresie ciepła. Wśród decyzji administracyjnych – pierwszy raz w ogóle – wydana została decyzja dotycząca odmowy wznowienia postępowania zakończonego prawomocną decyzją Prezesa URE, rozstrzygającą, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy nie było nieuzasadnione. Od trzech decyzji administracyjnych odbiorcy energii wnieśli odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, a zatem decyzje te są nieprawomocne.

Decyzje umarzające postępowanie w zakresie energii elektrycznej dotyczyły przede wszystkim prowadzonych postępowań w sprawie odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, wstrzymania dostawy energii elektrycznej, a w zakresie ciepła dotyczyły ukształtowania treści umów sprzedaży ciepła. Wszystkie decyzje umarzające zostały wydane na wniosek odbiorców, ponieważ w toku prowadzonych postępowań administracyjnych strony doszły do porozumienia i zawarły stosowne umowy bądź wznowiono odbiorcom dostawę energii elektrycznej.

W ramach spornych postępowań administracyjnych dotyczących wstrzymania dostawy energii elektrycznej

wydano w trybie art. 8 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne 2 postanowienia nakazujące wznowienie dostawy energii elektrycznej i 1 postanowienie o odmowie uwzględnienia wniosku określającego warunki podjęcia bądź kontynuowania dostawy energii elektrycznej do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu.

Skargi odbiorców wykraczające poza zakres kompetencji Prezesa URE określony w art. 8 ustawy – Prawo energetyczne rozpatrywane były w trybie postępowań wyjaśniających, które stanowiły ok. 89% ogólnej liczby rozpatrywanych spraw spornych, z czego 62 sprawy dotyczyły dostaw energii elektrycznej, 61 spraw odnosiło się do ciepła, a gazu dotyczyło 9 spraw. Skargi z zakresu energii elektrycznej dotyczyły najczęściej nielegalnego poboru energii elektrycznej, wysokości naliczonych opłat za nielegalny pobór energii, wysokości opłat stałych za dostawę energii elektrycznej, wielkości zabezpieczeń przedlicznikowych, zaleceń dotyczących wyniesienia układów pomiarowych na zewnątrz budynku oraz standardów jakościowych dostaw.

W zakresie ciepła skargi dotyczyły w głównej mierze rozliczeń za dostarczone ciepło do indywidualnych lokatorów zamieszkałych w budynkach wielolokalowych, wysokości opłat stałych za ciepło, przynależności do grup taryfowych, terminów wprowadzania podwyżek cen i stawek opłat, problemów dotyczących modernizacji indywidualnych węzłów cieplnych.

Skargi odbiorców gazu dotyczyły natomiast przede wszystkim parametrów jakościowych dostaw gazu oraz rozliczeń za dostawę gazu.

W toku prowadzonych postępowań wyjaśniających wszyscy odbiorcy byli informowani o obowiązującym stanie prawnym i przysługujących im uprawnieniach. W uzasadnionych przypadkach podejmowano interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych i drobne

nieprawidłowości były usuwane w trybie natychmiastowym. W dwóch przypadkach na skutek interwencji oddziału zakłady energetyczne wybudowały dodatkowe obwody zasilające odbiorców w energię elektryczną w celu wyeliminowania zakłócenia dostaw. Pracownicy oddziału pozostają w stałych kontaktach z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych i powiatowymi rzecznikami konsumentów.

6.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

Pracownicy Środkowozachodniego Oddziału Terenowego podczas rozpatrywania napływających wniosków w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła i energii elektrycznej przeprowadzali jednocześnie kontrolę zgodności warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne z udzielonymi tym przedsiębiorstwom koncesjami.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 60 kontroli w zakresie przestrzegania warunków prowadzenia działalności zgodnie z udzielonymi koncesjami. Z ogólnej liczby 60 kontroli 54 kontrole przeprowadzone zostały w toku rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła oraz 6 kontroli w zakresie taryf dla energii elektrycznej. W toku rozpatrywania wniosków taryfowych nie stwierdzono prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej niezgodnie z udzielonymi koncesjami.

b) jakość dostaw i obsługi odbiorców

W okresie sprawozdawczym Środkowozachodni Oddział Terenowy Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Łodzi przeprowadził 70 kontroli w zakresie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców. W tym 5 kontroli dotyczyło parametrów jakościowych dostaw (1 kontrola dotyczyła dostaw gazu, 4 kontrole – dostaw energii elektrycznej), 65 kontroli dotyczyło jakości obsługi odbiorców (5 kontroli dotyczyło paliw gazowych, 60 kontroli – energii elektrycznej). Kontrole przeprowadzone zostały na skutek skarg odbiorców energii elektrycznej. Dotyczyły częstych przerw w zasilaniu w energię elektryczną, migotania światła, wstrzymania dostaw energii elektrycznej, niewłaściwego ustalenia wielkości zabezpieczeń przedlicznikowych i nieprawidłowości w zakwalifikowaniu do poszczególnych grup taryfowych. W toku przeprowadzonych kontroli ustalono, że przerwy w dostawie energii elektrycznej spowodowane były wyłączeniami awaryjnymi w pracy sieci bądź były skutkiem planowanych wyłączeń energii elektrycznej w związku z pracami eksploatacyjnymi i nie przekraczały dopuszczalnych limitów czasowych, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznej, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług prze-

syłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 85, poz. 957). Awarie były niezwłocznie usuwane. W jednym przypadku przedsiębiorstwo energetyczne podjęło działania inwestycyjne i modernizacyjne, celem zapewnienia odbiorcom energii elektrycznej odpowiednich parametrów jakościowych dostaw. W przypadkach wstrzymania dostaw energii elektrycznej (4 sprawy) oddział prowadził postępowania, które zakończyły się wydaniem decyzji administracyjnych. W jednym przypadku wstrzymanie uznano za uzasadnione, w 2 przypadkach wstrzymanie było nieuzasadnione, 1 postępowanie umorzono.

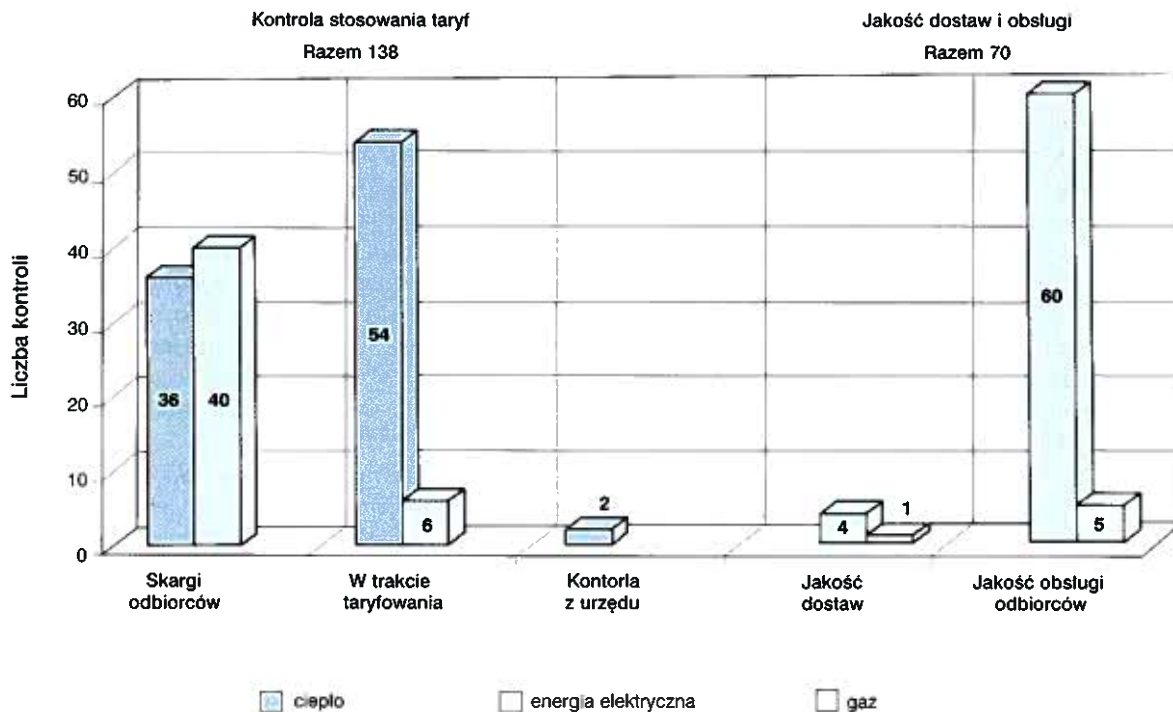
c) prawidłowość stosowania taryf

Oddział przeprowadził kontrole prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej i ciepła podczas rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf, rozpatrywania skarg odbiorców dotyczących wysokości cen i stawek opłat oraz w toku czynności kontrolnych przeprowadzonych z urzędu w zakresie poprawności stosowanych cen i stawek opłat.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 138 kontroli w zakresie prawidłowości stosowania taryf, z czego 92 kontrole dotyczyły taryf dla ciepła, a 46 kontroli – taryf dla energii elektrycznej. Spośród kontroli dotyczących taryf dla ciepła, 36 kontroli zostało przeprowadzonych na skutek skarg odbiorców, 54 zostały przeprowadzone w toku rozpatrywania wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie taryf, 2 – przeprowadzone z urzędu. Kontrole dotyczące prawidłowości stosowania taryf dla ciepła przeprowadzone na wniosek odbiorców oraz w toku rozpatrywania wniosków o zatwierdzenie taryf nie wykazały nieprawidłowości w zakresie stosowania taryf. Kontrole przeprowadzone z urzędu dotyczyły sprawdzenia przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku polegającego na ustaleniu taryf dla ciepła i przedkładaniu ich do zatwierdzenia przez Prezesa URE. W wyniku kontroli ustalono, iż 1 przedsiębiorstwo energetyczne nie dopełniło powyższego obowiązku.

Spośród 46 kontroli dotyczących prawidłowości stosowania taryf dla energii elektrycznej 40 kontroli zostało przeprowadzonych na skutek skarg złożonych przez odbiorców, 6 kontroli przeprowadzono w toku czynności dotyczących zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem. Kontrole przeprowadzone na skutek skarg złożonych przez odbiorców miały na celu ustalenie prawidłowości rozliczeń za energię elektryczną między odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym, ustalenie prawidłowości stosowania cen i stawek opłat, w tym opłat za przyłączenie do sieci, opłat z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej. W wyniku przeprowadzonych kontroli nie stwierdzono nieprawidłowości w zakresie stosowania taryf dla energii elektrycznej. Na rysunku 27

Rysunek 27. Kontrolowanie prawidłowości stosowania taryf i standardów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców



przedstawiono w sposób graficzny działalność kontrolną oddziału w zakresie kontroli stosowania taryf i jakości dostaw i obsługi odbiorców.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Kontrole kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych przeprowadzone zostały w 6 przedsiębiorstwach energetycznych podległych właściwości rzeczowej oddziału. W trakcie kontroli świadectw kwalifikacyjnych osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych, przy których wymagane jest posiadanie kwalifikacji, nie stwierdzono żadnych nieprawidłowości. Wszystkie osoby zatrudnione przy dozorcze i eksploatacji urządzeń energetycznych posiadały wymagane świadectwa kwalifikacyjne. Kontrolowane jednostki posiadały prawidłowo wykonany i na bieżąco aktualizowany zakładowy wykaz stanowisk, na których wymagane jest posiadanie świadectw kwalifikacyjnych.

6.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym prowadzono dwie kontrole dotyczące stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf dla ciepła, bez przestrzegania obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne. W wyniku kontroli w stosunku do jednego przedsiębiorstwa wszczęto postępowanie administra-

cyjne i wymierzono karę pieniężną na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 wymienionej ustawy.

Ogółem w 2002 r. wydano 3 decyzje nakładające kary pieniężne na łączną kwotę 3 746 zł na te przedsiębiorstwa energetyczne, które stosowały ceny i taryfy w zakresie ciepła, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia (w tym 2 decyzje wydano na podstawie postępowań administracyjnych wszczętych w 2001 r.).

6.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z samorządami lokalnymi

W omawianym okresie 2002 r. oddział współpracował z organami zarządzającymi miast i gmin w zakresie planowania zaopatrzenia miast w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Zarządom gmin podczas spotkań przedstawiano korzyści wynikające z posiadania założeń do planu zaopatrzenia w energię, takie jak: obniżenie kosztów energii, poprawę stanu środowiska czy rozbudowę sieci energetycznych. W trakcie spotkań podejmowano zawsze zagadnienie sposobu wprowadzenia i akceptacji przez odbiorców zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy dla ciepła, zwracano uwagę na problemy pojawiające się po wyzbyciu się przez władze gminne mienia komunalnego przedsiębiorstw energetycznych. W sumie odbyło się 8 takich spotkań. Jednocześnie dyrektor oddziału brał udział jako obserwator w posiedzeniach komitetu sterującego planem zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną

i paliwa gazowe miasta Łodzi, powołanego decyzją Prezydenta Miasta Łodzi.

b) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz rzecznikami konsumentów

Wykonanie ustawowego obowiązku współpracy z Delegaturą Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Łodzi odbywa się przy okazji wymiany „Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki” i prowadzenia postępowań sformalizowanych oraz postępowań wyjaśniających. Praktyką stało się już współdziałanie poprzez:

- wzajemną wymianę informacji o abuzywnych warunkach umów sprzedaży energii elektrycznej,
- udzielanie Delegaturze w Łodzi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów opinii technicznych oraz prawnych w zakresie ustawy – Prawo energetyczne i przepisów wykonawczych,
- załatwianie w ramach postępowań wyjaśniających spraw przekazywanych do Środkowozachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Łodzi przez Delegaturę w Łodzi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
- przekazywanie Delegaturze w Łodzi Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów sprawozdania z działalności oddziału i urzędu.

Ma także miejsce telefoniczna i pisemna wymiana informacji z miejskimi i powiatowymi rzecznikami konsumentów.

Rok 2002 był rokiem doświadczeń wynikających ze współpracy z powiatowymi rzecznikami konsumentów w ramach funkcjonującego w oddziale punktu konsultacyjnego. Zadaniem punktu jest udzielanie pomocy merytorycznej rzecznikom konsumentów w zakresie rozstrzygania sporów dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych.

Pomoc ta w większości przypadków polegała na wskazywaniu odpowiednich regulacji prawnych w zakresie obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych. W skargach do rzeczników konsumenci najczęściej kwestionowali sposób rozliczeń za ciepło dostarczane do indywidualnych lokali przez gestorów zasobów mieszkaniowych, a w szczególności podział kosztów ogrzewania wyznaczony za pomocą podzielników ciepła. Wyznaczeni pracownicy zatrudnieni w oddziale wyjaśniali rzecznikom zasady rozliczeń za ciepło dostarczane do budynków i następnie podział kosztów ogrzewania na poszczególne lokale.

Innym problemem, z jakim rzecznicy konsumentów zwracają się do oddziału, są sprawy nielegalnego poboru energii elektrycznej. Ze względu na fakt, że Prezes URE nie jest uprawniony do rozstrzygania sporów dotyczących wykonywania postanowień w zawartych umowach, w tym orzekania w kwestiach nielegalnego poboru energii elektrycznej w przypadkach braku wstrzymania dostaw, gdzie właściwym do rozstrzygania takich sporów jest sąd powszechny, pracownicy oddziału pomagali rzecznikom ocenić wiarygodność dowodów przedstawianych im w tych sprawa-

wach przez odbiorców energii. Funkcjonowanie punktów konsultacyjnych usprawnia wyjaśnianie problemów, z jakimi spotykają się na co dzień rzecznicy konsumentów, którzy z reguły nie posiadają dostatecznej wiedzy z zakresu energetyki i nie zawsze potrafią właściwie ocenić działania podejmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Na uwagę zasługuje również fakt, że im bliższa jest odległość siedziby rzecznika od siedziby oddziału, tym częstsze są jego kontakty z pracownikami oddziału (łatwiejsze skomunikowanie się) i bardziej efektywna wzajemna współpraca. Z tego też względu tylko nieliczni rzecznicy z terenu województwa świętokrzyskiego kontaktowali się z oddziałem.

7. Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu

Działalność regulacyjna Południowo-Zachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą we Wrocławiu obejmuje obszar województw dolnośląskiego i opolskiego, podzielonych administracyjnie odpowiednio na 169 i 71 gmin.

Zatrudnienie w oddziale w 2002 r. nie zmieniło się i wynosi 15 osób, wszystkie z wyższym wykształceniem, z tego: 4 osoby mają wykształcenie ekonomiczne (1 osoba z tytułem doktora), 4 osoby – prawnicze, 7 osób – techniczne. Pracownicy oddziału uczestniczyli w różnego typu szkoleniach i warsztatach, głównie z zakresu regulacji, integracji z Unią Europejską i funkcjonowania administracji publicznej.

Dyrektorem oddziału od 10 kwietnia 1998 r. jest Wincenty Rękas.

7.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W obrębie właściwości terytorialnej oddziału dotychczas udzielono łącznie 541 koncesji dla 384 przedsiębiorstw energetycznych, z których część prowadzi działalność także poza województwami dolnośląskim i opolskim.

Na koniec 2002 r. liczby dotyczące koncesjonowanych przedsiębiorstw podzielonych według rodzaju działalności były następujące:

- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem – 167 koncesji w 86 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót energią elektryczną – 83 koncesje w 42 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja oraz obrót paliwami gazowymi – 24 koncesje w 13 przedsiębiorstwach energetycznych,
- wytwarzanie i obrót paliwami ciekłymi – 258 koncesji w 234 przedsiębiorstwach energetycznych,
- magazynowanie paliw ciekłych – 9 koncesji w 9 przedsiębiorstwach energetycznych.

Decyzją Prezesa URE 7 koncesjonariuszom cofnięto koncesje, a 6 przedsiębiorstwom koncesji udzielono (trzech udzielił oddział i trzech – Departament Przedsiębiorstw Energetycznych).

Na koniec 2002 r. w przedsiębiorstwach ciepłowniczych moc cieplna zainstalowana wynosiła 7 153 MW_t, z tego w województwie dolnośląskim – 5 019 MW_t, a w województwie opolskim – 2 134 MW_t.

W porównaniu do 2001 r. zainstalowana moc cieplna koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych obniżyła się o 137 MW_t (1,9%). Przyczyną tego stanu były zmiany (głównie zmniejszenie) zapotrzebowania mocy zgłaszane przez odbiorców ciepła i związane z tym dostosowanie majątku produkcyjnego przedsiębiorstw ciepłowniczych do potrzeb odbiorców ciepła. Na obniżenie mocy zainstalowanej wpłynęły także wygaśnięcia lub cofnięcia koncesji. Sektor energetyczny w obszarze właściwości oddziału jest zróżnicowany. Szczególnie dotyczy to ciepłownictwa, gdzie ponad 50% zainstalowanej mocy w przedsiębiorstwach koncesjonowanych przypada na 9 największych wytwórców ciepła. W 17 przedsiębiorstwach koncesjonowanych moc zainstalowana w każdym z nich nie przekracza 10 MW_t, co stanowi 3,6% mocy zainstalowanej ogółem przedsiębiorstw koncesjonowanych województw dolnośląskiego i opolskiego.

Również w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła występują podobne proporcje.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze działają głównie jako spółki akcyjne i spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, ale także, chociaż nieliczne, przedsiębiorstwa państwowe, zakłady budżetowe i spółdzielnie mieszkaniowe.

Ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną wytwarzane jest w 17 przedsiębiorstwach koncesjonowanych. Do tej grupy należą przede wszystkim elektrownie, elektrociepłownie zawodowe oraz elektrociepłownie przemysłowe wytwarzające ciepło głównie na własne potrzeby produkcyjne.

W trzech przedsiębiorstwach ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną produkowane jest na bazie paliw gazowych: Energetyka Ciepła Opolszczyzny i DZT w Wałbrzychu (EC Świebodzice) – gaz ziemny wysokometanowy, oraz ZK Zdieszowice – gaz koksowniczy. W pozostałych przypadkach pochodzi z elektrociepłowni węglowych.

Głównym producentem ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną oraz dominującym producentem ciepła na terenie działania oddziału jest Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „Kogeneracja” SA o rocznej sprzedaży ciepła ok. 9,9 mln GJ i energii elektrycznej ok. 1,2 mln MWh.

Na terenie oddziału ciepło wytwarzane jest również dzięki odnawialnym źródłom energii wykorzystującym w procesie przetwarzania energię pozyskiwaną z biomasy. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lubaniu produkuje ciepło w kociołkach opalanych słomą. Moc zainstalowana kotłów opalanych słomą wynosi 8 MW, co stanowi

ok. 25% łącznej mocy zainstalowanej w przedsiębiorstwie. Koszt słomy w jednostce ciepła stanowi około 80÷85% kosztu ekwiwalentnej ilości węgla kamiennego. Dodatkowe korzyści wynikające ze stosowania słomy jako paliwa to m.in.:

- dywersyfikacja źródeł nośników energii,
- tworzenie nowych miejsc pracy; szacuje się, że 1 MW zainstalowanej mocy cieplnej przyczynia się do utworzenia 2 miejsc pracy,
- pełniejsze wykorzystanie pracowników przy sezonowej dostawie ciepła poprzez zatrudnienie ich przy zbieraniu i magazynowaniu słomy w okresie letnim,
- ożywienie lokalnej działalności gospodarczej – środki finansowe pozostają w regionie, ponieważ za słomę płaci się miejscowym dostawcom.

Ponadto modernizacja źródeł ciepła przejścia na opalane słomą, stwarza możliwość łatwiejszego pozyskania środków finansowych na ten cel z funduszy pomocowych. Niemniej jednak średnia cena wytwarzanego w tym przedsiębiorstwie ciepła nie jest niska, gdyż wynosi około 30,50 zł/GJ, ale od 4 lat utrzymuje się na podobnym poziomie.

W przypadku energii elektrycznej dominującymi producentami są: Elektrownia „Opole” SA (moc zainstalowana 1 450 MW) i „Elektrownia Turów” SA (moc zainstalowana 2 105 MW).

W zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej zasadniczą rolę ogrywają spółki dystrybucyjne – 4 spółki w województwie dolnośląskim i 1 spółka w województwie opolskim. Sprzedaż energii elektrycznej przez te spółki dla odbiorców końcowych w 2002 r. wyniosła ok. 8 270 GWh w województwie dolnośląskim i ok. 2 315 GWh w województwie opolskim.

Wielkość energii elektrycznej zakupiona przez spółki dystrybucyjne z obcych odnawialnych źródeł wyniosła 42 570 MWh, produkcja energii elektrycznej we własnych odnawialnych źródłach wyniosła 204 682 MWh. Ze źródeł pracujących w skojarzeniu spółki dystrybucyjne zakupiły 1 301 440 MWh energii elektrycznej, co stanowi 12,3% całkowitej energii elektrycznej sprzedanej w 2002 r.

7.2. Odbiorcy i dostawcy paliw i energii

Głównymi odbiorcami ciepła na obszarze województw dolnośląskiego i opolskiego są:

- spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe,
- przedsiębiorstwa przemysłowe.

Największymi dostawcami ciepła do spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych oraz obiektów użyteczności publicznej są: MPEC Wrocław SA, Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA, WPEC w Legnicy SA, PEC Sp. z o.o. w Jeleniej Górze, DZT SA w Wałbrzychu, PEC SA w Wałbrzychu, MZEC Sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu oraz MZEC Sp. z o.o. w Świdnicy.

Największymi dostawcami ciepła do przedsiębiorstw przemysłowych niezmiennie są: „Energetyka” Lubin, PE „Energetyka-Rokita” Brzeg Dolny i PUTS Jelcz-Laskowice.

Zasada TPA praktycznie nie jest wykorzystywana przez odbiorców przy zakupie ciepła. Wprawdzie z zasady tej korzysta kilku odbiorców na terenie województwa opolskiego, kupujących ciepło bezpośrednio u wytwórcy – Elektrowni Blachownia, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej Zakładu Energetyk i Blachownia Sp. z o.o., ale jest to raczej wynik kontynuacji poprzedniego stanu¹⁾, niż świadomego stosowania TPA.

Głównymi odbiorcami gazu ziemnego są nadal: Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” – ok. 305 mln m³/rok – gaz wysokometanowy i KGHM Polska Miedź SA – około 135 mln m³/rok – gaz zaazotowany.

Największymi odbiorcami energii elektrycznej są:

- KGHM Polska Miedź SA – ok. 2 170 GWh/rok,
- Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” SA – około 550 GWh/rok,
- Zakłady Chemiczne Rokita SA – około 390 GWh/rok,
- Góraźdże Cement SA w Choruli – około 220 GWh/rok.

Prawo do korzystania z usług przesyłowych energii elektrycznej w 2002 r. miało 53 odbiorców. Aktualnie z prawa tego korzysta 4 odbiorców, 3 odbiorców w województwie dolnośląskim (Zakłady Chemiczne „Rokita” SA w Brzegu Dolnym, „CARGIL” Sp. o.o. Oddział Bielany Wrocławskie i HUTMEN SA we Wrocławiu) oraz 1 odbiorca w województwie opolskim (Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” SA).

7.3. Działalność regulacyjna

7.3.1. Koncesjonowanie

31 grudnia 2002 r. na terenie województw dolnośląskiego i opolskiego 86 podmiotów gospodarczych

posiadało koncesje związane z działalnością ciepłowniczą, w tym:

- w województwie dolnośląskim – 61 przedsiębiorców,
- w województwie opolskim – 25 przedsiębiorców.

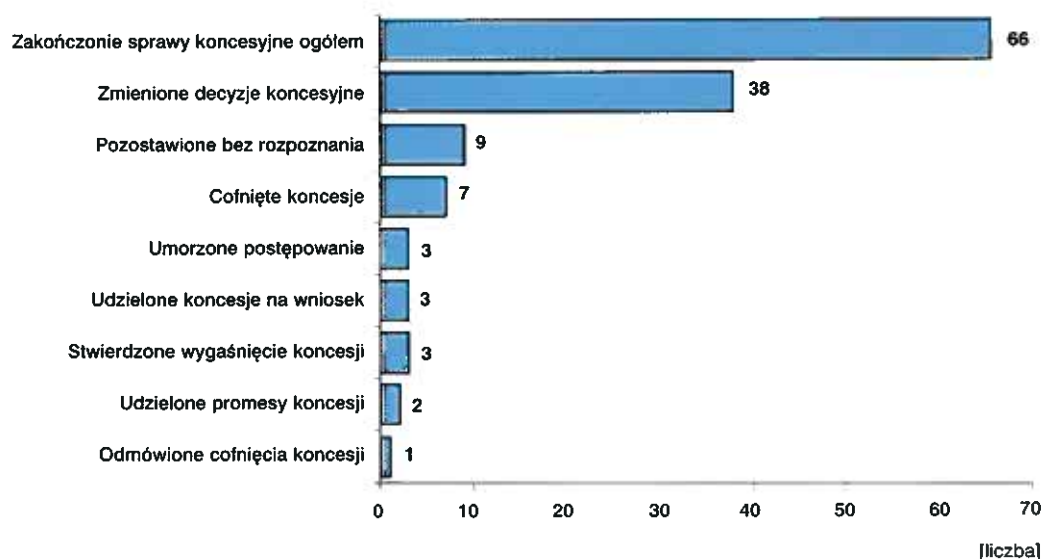
Ogółem w 2002 r. wpłynęły do oddziału 83 wnioski koncesyjne dotyczące spraw związanych z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła, z czego 66 spraw zakończono wydaniem decyzji.

Nadesłane wnioski koncesyjne dotyczyły:

- udzielenia koncesji – 11,
- udzielenia promesy koncesji – 5,
- cofnięcia lub wygaśnięcia koncesji – 11,
- zmian przedmiotu i zakresu prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem – 56.

Zakończone sprawy w 2002 r. to m.in.: udzielone 3 koncesje oraz 2 promesy koncesji (na wytwarzanie oraz na przesyłanie i dystrybucję ciepła), cofnięte 7 koncesji z uwagi na zaprzestanie działalności koncesjonowanej, wygasłe 3 koncesje z uwagi na spadek mocy zamówionej przez odbiorców ciepła poniżej 1 MW_t oraz odmowa cofnięcia 1 koncesji na obrót ciepłem. Zmiany w koncesjach dotyczyły przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności ciepłowniczej, co wynikało z dostosowywania urządzeń przesyłowych i wytwórczych przedsiębiorstw do potrzeb odbiorców. W wyniku wprowadzenia tych zmian nastąpił spadek łącznej mocy zainstalowanej w odniesieniu do wszystkich koncesjonariuszy oddziału o ok. 133 MW_t.

Rysunek 28. Tematyka i liczba spraw związanych z koncesjonowaniem, zakończonych w 2002 r.



1) Zakład Energetyki Blachownia powstał w 1998 r. po wydzieleniu się z Zakładów Chemicznych „Blachownia”.

7.3.2. Zatwierdzanie taryf dla ciepła

Podstawowa działalność regulacyjna oddziału w 2002 r. związana była z rozpatrywaniem wniosków w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła oraz ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w skojarzeniu. Zatwierdzono 42 taryfy dla ciepła (31 – w województwie dolnośląskim i 11 – w województwie opolskim) obejmujące sprzedaż ciepła finalnym odbiorcom w wysokości ok. 24 PJ, w tym 6 taryf z okresem obowiązywania do 2005 r. oraz 7 taryf, których okres obowiązywania upływa w 2004 r. Przedsiębiorstwa decydujące się na dłuższy okres obowiązywania taryfy wykazują samodzielność w dostosowywaniu cen do zmieniających się warunków lub też chcą (w przypadku okresu nieprzekraczającego 2 lat) ustalić kolejną taryfę po zakończeniu planowanych zmian organizacyjnych czy programu modernizacji.

Najwięcej trudności przysparzały regulatorowi, tradycyjnie, wnioski przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w wielu miejscowościach oraz produkujących ciepło w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Do przedsiębiorstw tych należą m.in.:

- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „Kogeneracja” SA we Wrocławiu (ciepło produkowane w skojarzeniu),
- Harpen Polska Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu, prowadzący działalność energetyczną w 32 miejscowościach na terenie 8 województw,
- Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA z siedzibą w Wałbrzychu, eksploatujący systemy ciepłownicze własne i dzierżawione na terenie 17 gmin województwa dolnośląskiego oraz 2 gmin województwa świętokrzyskiego; część ciepła zakład produkuje w skojarzeniu z energią elektryczną,
- Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA, która eksploatuje systemy ciepłownicze (źródła ciepła i sieci ciepłownicze) na terenie 18 miejscowości województwa opolskiego i 1 miejscowości województwa śląskiego; przedsiębiorstwo produkuje część ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną.

Na terenie oddziału funkcjonują 4 przedsiębiorstwa ciepłownicze, które prowadziły działalność także poza obszarem województw dolnośląskiego i opolskiego. Sprzedaż ciepła poza terenem oddziału wyniosła ok. 6,4% sprzedaży ogółem tych przedsiębiorstw, ale w przypadku Spółki SKT było to 100%. Sprzedaż ciepła ogółem przez te przedsiębiorstwa wyniosła ok. 4,8 PJ.

W dalszym ciągu istotnym zagadnieniem w procesie rozpatrywania wniosków tych przedsiębiorstw było właściwe ustalenie grup odbiorców, ustalenie poziomu kosztów poszczególnych źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych, a także ustalenie poziomu kosztów przypadających na ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu, z uwagi na dążenie do ograniczenia subsydiowania skrośnego. Szczególnie istotne było to w postępowaniach w 2002 r. z uwagi na wprowadzony podatek akcyzowy. W żadnej z zatwierdzonych taryf koszty podatku akcyzowego nie zostały przeniesione na koszty kształtujące cenę ciepła.

Zatwierdzanie taryf i związana z tym analiza i weryfikacja kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat spowodowały pozostawienie u odbiorców około 80,5 mln zł. W tym 66 mln zł dotyczyło kosztów zweryfikowanych we wniosku taryfowym Zespołu Elektrowni Wrocławskich „Kogeneracja” SA, której w 2002 r. zatwierdzono taryfę dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z produkcją ciepła oraz taryfę dla ciepła. Kwota taka jest wystarczająca na ponoszenie kosztów ogrzewania dużego miasta, w przypadku oddziału są to dwa miasta wielkości Legnicy.

Uwarunkowania technologiczne, a także prowadzone wcześniej systemy rozliczeń za ciepło, wymuszają rozłożenie w czasie odchodzenia od subsydiowania i dopuszczenie go w przypadku niektórych przedsiębiorstw. Subsydiowanie bowiem przez grupy odbiorców zasilanych z dużych systemów ciepłowniczych grup odbiorców zaopatrywanych z lokalnych źródeł ciepła pozwala uniknąć drastycznych wzrostów opłat dla tych ostatnich.

W grupie przedsiębiorstw eksploatujących liczne źródła ciepła i sieci ciepłownicze podczas postępowania administracyjnego ujawniano nowe okoliczności, mające wpływ na wysokość cen i stawek opłat przedstawionych do zatwierdzenia. Były to na przykład zmiany:

- zakresu działania przedsiębiorstwa (np. z tytułu różnic w ilości eksploatowanych źródeł ciepła lub sieci ciepłowniczych),
- stosowanych paliw w eksploatowanych źródłach ciepła,
- zakresu świadczonych usług.

W zatwierdzonych taryfach dla ciepła najwyższe wzrosty opłat dotyczyły pierwszych taryf. W przypadku Przedsiębiorstwa Farmaceutycznego Jelfa SA Jelenia Góra był to wzrost o 39,47% (z 18,70 zł/GJ na 26,08 zł/GJ); KGHM Łubin – wzrost o 19,71% (z 14,08 zł/GJ na 16,85 zł/GJ); HUTMEN SA Wrocław – wzrost o 19,68% (z 40 zł/GJ na 47,87 zł/GJ – paliwo gazowe).

Największe obniżki opłat za ciepło odnotowano: w PEC w Pieńsku o 19,44% (z 77,61 zł/GJ na 62,88 zł/GJ – paliwo gazowe i olej) oraz w MZEC Kędzierzyn-Koźle o 5,5% (z 33,72 zł/GJ na 31,85 zł/GJ).

Najmniejszą jednoskładnikową cenę ciepła w wysokości 12,95 zł/GJ zatwierdzono w taryfie Elektrowni Opole SA, a najwyższą cenę, w wysokości 62,88 zł/GJ, zatwierdzono w PEC w Pieńsku.

Na duże zróżnicowanie poziomu zatwierdzonych cen, a także dynamikę ich wzrostu mają wpływ odmienne warunki funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych. Ciepło produkowane w dużych źródłach eksploatowanych przez miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze jest znacznie tańsze niż ciepło produkowane w rozproszonych lokalnych źródłach opartych na gazie lub oleju opałowym czy w przedsiębiorstwach, w których przeprowadzono modernizację urządzeń ciepłowniczych.

Postępowania administracyjne w sprawach taryf

wykazały, że głównymi czynnikami powodującymi duży wzrost opłat za ciepło były:

- wzrost cen paliwa (np. w Nowej Rudzie),
- drastyczny spadek wielkości mocy zamówionej i zmniejszenie ilości sprzedaży ciepła (np. w PUTS Jelcz-Laskowice i Visteon Poland SA w Praszce),
- zmiana struktury opłat – eliminowanie opłat jednostkowych (np. KGHM Polska Miedź SA),
- wzrost podatku od urządzeń infrastrukturalnych przedsiębiorstw sieciowych (wzrost podatku od nieruchomości z 1% do 2%).

W 2002 r. wydano 1 decyzję odmawiającą zatwierdzenia taryfy dla ciepła Miejskiemu Przedsiębiorstwu Energetyki Ciepłej Wrocław SA z uwagi na zaplanowany nadmierny, nieuzasadniony wzrost kosztów, co spowodowałoby nieakceptowalny wzrost opłat dla odbiorców. Przedsiębiorstwo złożyło odwołanie od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Sprzedaż ciepła MPEC Wrocław wynosi ok. 9 PJ/rok, z czego ok. 0,3% wytwarzane jest we własnych źródłach ciepła, a reszta pochodzi z obcych źródeł, w tym większość z zespołu „Kogeneracja” SA.

W przypadku tych dwóch przedsiębiorstw istotnym problemem są różne terminy zatwierdzania taryf. Producent ciepła („Kogeneracja”), jako wytwórca posiadający układ skojarzony, jest zobligowany przepisami prawa do wprowadzania taryf od 1 lipca, natomiast dystrybutor ciepła (MPEC Wrocław) nie jest zainteresowany doprowadzeniem do zrównania terminów obowiązywania taryf. Nie jest to dobrze oceniane przez odbiorców ciepła, gdyż zmiany cen i stawek opłat, wynikające z zatwierdzanych taryf, dokonywane są dwa razy w roku i sugerują, iż ciepło drożeje dwukrotnie, a ponadto zmiany stawek opłat przesyłowych w środku sezonu grzewczego (termin obowiązywania taryfy MPEC Wrocław upływa w grudniu) stwarzają wrażenie znacznie większego wzrostu opłat, niż faktycznie ma to miejsce.

Zakończono 27 postępowań administracyjnych w sprawie zmiany taryf dla ciepła. W 24 przypadkach wydano decyzje zatwierdzające zmiany taryf (w 23 przypadkach zmiany dotyczyły terminu obowiązywania taryf, a w 1 przypadku zmiana taryfy związana była z istotną zmianą warunków prowadzenia działalności ciepłowniczej przedsiębiorstwa – spadek mocy zamówionej o ponad 15%). W jednym przypadku postępowanie zakończyło się decyzją odmawiającą zmiany taryfy, a w 2 postępowania administracyjne umorzono. W dziewięciu przypadkach przedłużono termin obowiązywania taryf na okres po 31 grudnia 2002 r. (dotyczą one sprzedaży

ciepła w ilości ok. 2,8 PJ). Charakterystycznym jest, że 2 przedsiębiorstwa, które wystąpiły z wnioskiem o przedłużenie taryfy na 2003 r., wykazały stratę (po ok. 200 tys. zł), ale motywowały brak zainteresowania zmianą ceny trudną sytuacją odbiorców ciepła (BEPEC w Bielsku i ZAW-KOM w Zawadzkiem). W pozostałych 7 przedsiębiorstwach działalność ciepłownicza jest rentowna, w tym 1 przedsiębiorstwo jest zakładem budżetowym (komunalnym), a więc rozlicza się bezwynikowo.

W 2002 r. w oddziale zatwierdzono 12 pierwszych taryf dla ciepła, tj. 28% ogółu zatwierdzonych taryf, w tym dla KGHM Polska Miedź SA. Zmiana cen i stawek opłat w tych taryfach zawiera się w przedziale od 19,44% do 11,5%, przy czym ceny wytwarzania w tych przedsiębiorstwach kształtują się od 16,58 zł/GJ do 51,73 zł/GJ, a opłaty przesyłowe od 1,09 zł/GJ do 11,15 zł/GJ. Większość tych przedsiębiorstw uzyskała koncesję w latach 2000-2001, a wnioski taryfowe złożyły po wezwaniu oddziału.

Opóźnienia w składaniu pierwszych taryf bezpośrednio po uzyskaniu koncesji przez przedsiębiorstwa wynikały głównie z:

- modernizacji przejętego majątku po rozpoczęciu działalności,
- konieczności uporządkowania rejestracji kosztów, co dotyczy głównie firm, gdzie działalność koncesjonowana stanowi niewielki udział w działalności ogółem.

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawach taryf oddział prowadził także monitorowanie zgodności działalności przedsiębiorstw energetycznych z posiadanymi koncesjami. Sprawdzano realizację warunków koncesyjnych, szczególnie dotyczących ograniczenia strat ciepła, zmniejszenia emisji szkodliwych pyłów i gazów, a także modernizacji węzłów cieplnych. Monitorowaniu służyła również analiza sprawozdań, które przedsiębiorstwa mają obowiązek sporządzać do 15 kwietnia po zakończeniu roku.

Za niewywiązanie się z obowiązku sprawozdawczego pomimo uprzedniego przypomnienia w stosunku do 7 koncesjonariuszy wszczęto postępowania o wymierzenie kar pieniężnych, zakończone wydaniem prawomocnych decyzji.

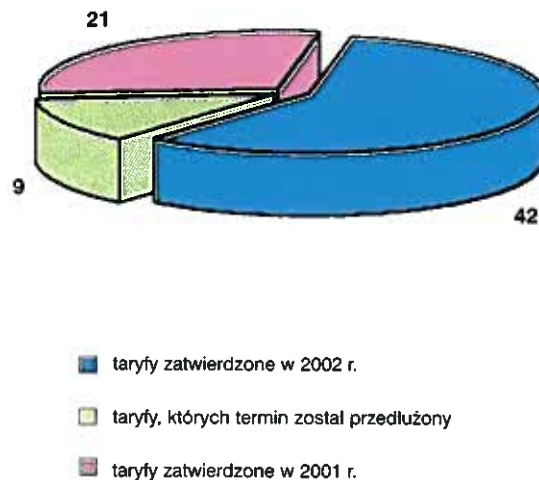
Monitorowanie wykazało, że ok. 10% złożonych wniosków taryfowych było niezgodnych z zakresem posiadanych koncesji i wszystkie te przypadki zostały w czasie postępowania skorygowane.

Sąd Antymonopolowy wyrokiem z 4 września 2002 r. oddalił odwołanie MPEC Wrocław SA od decyzji

Tabela 7. Taryfy zatwierdzone w latach 2001-2002, obowiązujące 31.12.2002 r.

	Ciepło sprzedane w GJ	Udział %
42 taryfy zatwierdzone w 2002 r.	24 054 528	83,6
9 taryf z przedłużonym terminem	2 765 961	9,6
21 taryf zatwierdzonych w 2001 r.	1 958 851	6,8
Razem: 72 taryfy	28 779 340	100,0

Rysunek 29. Taryfy dla ciepła zatwierdzone w latach 2001-2002, obowiązujące 31.12.2002 r.



Prezesa URE odmawiającej zatwierdzenia przedstawionej zmiany taryfy, a postanowieniem z 12 września 2002 r. umorzył odwołanie „Term-Hydral” Sp. z o.o. we Wrocławiu od decyzji Prezesa URE odmawiającej zatwierdzenia przedstawionej taryfy.

7.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

W 2002 r. w oddziale zatwierdzono 4 taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem (2 dla przedsiębiorstw z województwa dolnośląskiego i 2 z województwa opolskiego). Taryfy te przedłożyły następujące przedsiębiorstwa: Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o., Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA, Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jeleniej Górze oraz Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „Kogeneracja” SA.

W 2002 r. Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA w Wałbrzychu dwukrotnie występował o zmianę pierwszej taryfy dla energii elektrycznej z powodu wprowadzenia podatku akcyzowego dla producentów tej energii. W pierwszym przypadku odmówiono zmiany taryfy z powodów proceduralnych, a w drugim wydano decyzję odmawiającą z powodu niezgodności wniosku z § 15 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej.

Postępowanie w sprawie zatwierdzenia drugiej taryfy dla energii elektrycznej DZT SA w Wałbrzychu z uwagi na proponowaną zbyt wysoką cenę tej energii zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji ustalającej współczynnik korekcyjny. Zakład od tej decyzji odwołał się do Sądu Antymonopolowego, który odwołanie odrzucił.

7.3.4. Struktura własnościowa przedsiębiorstw a wzrost opłat za ciepło

Na 86 przedsiębiorstw posiadających koncesje 77 przedsiębiorstw stosowało ceny i stawki opłat według taryf dla ciepła zatwierdzonych przez Prezesa URE, z czego 42 taryfy były zatwierdzone w 2002 r.

W procesie postępowania administracyjnego w sprawach taryf obserwuje się ciągłe zmiany struktury własnościowej przedsiębiorstw energetycznych. Najczęstszą formą własności jest kapitał mieszany prywatno-gminny czy prywatno-państwowy. Działalność energetyczna jest też wydzielana z tych przedsiębiorstw do spółek córek – w przypadkach, gdy podstawową działalnością jednoosobowej spółki Skarbu Państwa jest inna działalność niż działalność energetyczna.

Trudno jest w warunkach ciągłych przekształceń jednoznacznie ocenić wpływ rodzaju własności na poziom przedstawianych do zatwierdzenia cen i stawek opłat. Jednak w przypadkach, w których udział własności gminy lub Skarbu Państwa stanowi 50% lub więcej i gdzie należałoby się spodziewać większego zainteresowania działalnością energetyczną i jej uwarunkowaniami lokalnymi, gminy takich zainteresowań nie wykazują. Przedsiębiorstwa te albo nie posiadają planów modernizacji i rozwoju, albo plany te nie znajdują uzasadnienia w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, a przeprowadzane przekształcenia organizacyjne, polegające na wydzielaniu spółek zależnych, nie powodują obniżki kosztów prowadzenia działalności. Gminy nie stosują także wobec tych przedsiębiorstw odstępstw podatkowych czy ulg.

W wielu przypadkach gminy będące wcześniej właścicielem majątku ciepłowniczego (sieci, źródła), często wyeksploatowanego, przekazały ten majątek przedsiębiorstwom funkcjonującym na ich terenie w formie aportu, aby właśnie mieć dodatkowe źródło dochodu z tytułu podatku i pogarszając w ten sposób sytuację finansową tych przedsiębiorstw.

Wnioskowany średni wzrost opłat wszystkich przedsiębiorstw, którym zatwierdzono w 2002 r. taryfy dla ciepła, wynosił 15%, a zaakceptowany przez Prezesa URE wzrost wyniósł 4,72%. Przedsiębiorstwa ze stuprocentowym udziałem gminy lub Skarbu Państwa wnioskujeły średnio o 10,4% wzrostu opłat za ciepło, natomiast po weryfikacji wzrost wyniósł 3,75%. Przed-

siębiorstwa z kapitałem mieszanym (państwowym, prywatnym i zagranicznym) wnioskowały o wzrost opłat w wysokości 20,5%, natomiast uzyskały 5,83%. W tej ostatniej kategorii na wysokość wzrostu rzutuje wniosek KGHM Polska Miedź SA, który wnosił o podwyżkę w wysokości 47%, a uzyskał wzrost opłat 19,7%. Przedsiębiorstwo to w 2002 r. złożyło pierwszą taryfę dla ciepła, a zatwierdzona średnia cena ciepła wynosi 16,85 zł/GJ.

Poziom cen i wnioskowane ich wzrosty przedstawiane do zatwierdzenia zależą, w opinii oddziału, głównie od zakresu prowadzonych inwestycji modernizacyjnych, kosztów paliwa oraz wzrostu obciążeń podatkowych przedsiębiorstw energetycznych. Przekształcenia własnościowe mają raczej wpływ na terminowość występowania z wnioskami taryfowymi, gdyż w wielu przypadkach, gdzie takie przekształcenia mają miejsce, występują znaczne opóźnienia zarówno w składaniu pierwszej taryfy, jak i kolejnych, przed upływem terminu ważności taryf stosowanych.

7.3.5. Rozstrzygnięcie spraw spornych i załatwianie skarg

W 2002 r. oddział dokonał rozstrzygnięcia 9 spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego. Wydano jedną decyzję umarzającą postępowanie administracyjne w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Należy podkreślić, że umorzenie postępowania było następstwem mediacji oddziału, podczas zorganizowanego w tym celu spotkania stron. Wydano jedno postanowienie o zawieszeniu postępowania administracyjnego w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej ze względu na konieczność rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego przez sąd powszechny.

Problematyka spraw spornych rozstrzyganych przez oddział w 2002 r. nie różniła się zasadniczo od spraw przekazanych do rozstrzygnięcia Prezesowi URE w latach poprzednich. Źródłem największej ilości sporów były zagadnienia dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznych. W mniejszym stopniu spory dotyczyły przyłączenia do sieci gazowych. Innym zagadnieniem rodzącym spory wymagające ingerencji administracyjnej były sprawy związane z kształtowaniem treści umów sprzedaży paliw i energii. Co charakterystyczne, wszystkie spory z tego zakresu związane były z kształtowaniem treści umów sprzedaży energii elektrycznej. Jedna sprawa dotyczyła nieuzasadnionego wstrzymania dostaw paliwa gazowego.

Dla oceny omawianej tu problematyki istotne znaczenie ma sposób załatwienia spraw spornych przez oddział, wyrażony w treści podejmowanego rozstrzygnięcia. Na 9 wydanych decyzji w 7 przypadkach spór rozstrzygnięto na korzyść wnioskującego o jego rozstrzygnięcie, którym z reguły był odbiorca lub przyszły odbiorca paliw lub energii.

Podmiotami wnioskującymi o rozstrzygnięcie sporu w trybie art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego były osoby fizyczne (6 spraw), przedsiębiorcy (2 sprawy), a w jed-

nym przypadku podmiotem wnioskującym o rozstrzygnięcie sporu była gmina.

Szczegółowa analiza spraw spornych kierowanych do rozstrzygnięcia przez Prezesa URE skłania do wniosku, iż zasadniczym źródłem sporów związanych z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej było ustalenie miejsca rozgraniczenia własności sieci i instalacji między przedsiębiorstwem energetycznym a przyłączanym podmiotem. Ma to bowiem wpływ na podział obowiązków związanych z realizacją przyłączenia, a w konsekwencji na wysokość kosztów tego przyłączenia. W praktyce przedsiębiorstwa energetyczne poprzez korzystne dla siebie ustalanie miejsca rozgraniczenia własności sieci i instalacji próbowały przerzucać na podmiot ubiegający się o przyłączenie większość kosztów związanych z realizacją przyłączenia, pobierając przy tym opłatę za to przyłączenie. Podejmowane w oddziale rozstrzygnięcia prowadziły do eliminowania takich nieprawidłowości. Przedsiębiorstwa energetyczne nie zawsze akceptowały decyzje Prezesa URE, w tych sprawach odwołując się do Sądu Antymonopolowego. Rozstrzygnięcia te były prawidłowe, co np. zostało potwierdzone wyrokiem z 4 grudnia 2002 r., który podzielał argumentację Prezesa URE.

Charakterystyczne były 2 sprawy sporne dotyczące odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej przez tzw. autoproducentów związane z niemożnością ustalenia przez strony zasad rozliczeń za energię elektryczną. Sprawa została rozstrzygnięta orzeczeniem zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej ustalonej przez oddział.

W 2002 r. wpłynęło również do oddziału 137 skarg i wniosków, z których najwięcej dotyczyło energii elektrycznej i ciepła. Zdecydowana większość skarg wpłynęła bezpośrednio od zainteresowanych, chociaż odnotowano także przypadki przekazania spraw do załatwienia przez inne organy np. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Rzecznika Praw Obywatelskich oraz Państwową Inspekcję Pracy. W 2002 r. załatwiono 127 skarg, z czego 51 dotyczyło ciepła, 64 energii elektrycznej, 7 paliw gazowych i 5 spraw innych (m.in. dotyczących kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji urządzeń energetycznych). Do przygotowania odpowiedzi na skargę lub wniosek w większości przypadków konieczne było uzyskanie informacji i wyjaśnień od przedsiębiorstw energetycznych.

W zakresie zaopatrzenia w ciepło skargi dotyczyły głównie wątpliwości odnośnie do stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf dla ciepła i zawartych w nich cen i stawek opłat, a także sprawy rozliczeń za dostarczane ciepło. W mniejszym zakresie poruszano sprawy związane z realizacją umów sprzedaży ciepła, sposobu wprowadzania taryf dla ciepła oraz sposobu zamawiania czy zmiany zamówionej mocy cieplnej.

W przypadku energii elektrycznej skargi dotyczyły głównie wysokości opłat za przyłączenie do sieci, uciążliwych warunków umów o przyłączenie oraz terminów

realizacji tych przyłączeń przez zakłady energetyczne. Inne skargi o charakterze jednostkowym dotyczyły np. niewłaściwej kwalifikacji odbiorcy do grupy taryfowej i przyłączeniowej, przeniesienia (przebudowy) linii elektroenergetycznej oraz wykonywania zaleceń pokontrolnych wydanych przez zakłady energetyczne, dotyczących zmiany miejsca usytuowania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

W przypadku skarg dotyczących paliw gazowych dominującą przyczyną była treść umów sprzedaży gazu, warunków przyłączenia do sieci gazowej oraz standardów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego.

7.3.6. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2002 r. przeprowadzono 24 kontrole, w wyniku których w 17 przedsiębiorstwach stwierdzono nieprawidłowości polegające m.in. na niewystarczającej poprawie sprawności wytwarzania ciepła i zmniejszenia obciążenia środowiska, niepodpisaniu umów z odbiorcami ciepła oraz nieprzedłożeniu w terminie sprawozdania. Podjęte przez oddział działania miały na celu ustalenie przyczyn tych nieprawidłowości i sposobu ich usunięcia.

b) parametry jakościowe dostaw

Oddział przeprowadził 2 kontrole parametrów jakościowych dostaw gazu z powodu nadesłanych skarg od odbiorców. Analiza danych z kontroli nie wykazała nieprawidłowości w tym zakresie.

c) prawidłowość stosowania taryf

W okresie sprawozdawczym w ramach rozpatrywanych skarg i wniosków na ceny i stawki opłat dokonano 48 kontroli prawidłowości stosowania taryf, z czego 2 przypadki dotyczyły taryf dla paliw gazowych, 17 – taryf dla ciepła i 29 – taryf dla energii elektrycznej. W wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono nieprawidłowości dotyczące m.in. naliczania opłat abonamentowych w pełnej wysokości dla każdej ze wspólnot rozliczanych z jednego układu pomiarowego, stosowanie taryf dla ciepła bez przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE, nieprawidłowości przy kształtowaniu umów o przyłączenie i wysokości pobieranych opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W związku ze stwierdzonymi uchybieniami przedsiębiorstwa m.in. zweryfikowały swoje dotychczasowe stanowiska, zmieniając wysokość opłaty za przyłączenie oraz zobowiązały się do zwrotu odbiorcom nadpłaty z tytułu zawyżonego abonamentu.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

Oddział przeprowadził 10 kontroli posiadania odpowiednich kwalifikacji przez osoby, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, w tym 4 kontrole

na skutek informacji nadesłanej przez Państwową Inspekcję Pracy.

W wyniku przeprowadzonych działań kontrolnych nie stwierdzono nieprawidłowości.

e) utrzymywanie wymaganych zapasów paliw

W 2002 r. oddział przeprowadził kontrole bieżące 6 przedsiębiorstw energetycznych pod kątem przestrzegania przez nie obowiązku utrzymywania zapasów paliwa podstawowego (węgla kamiennego). Analiza otrzymanych informacji nie wykazała nieprawidłowości w tym zakresie. Utrzymywane zapasy paliw zapewniały ciągłość dostaw ciepła dla odbiorców.

7.3.7. Nakładanie kar pieniężnych

W 2002 r. wszczęto 9 postępowań o nałożenie kary pieniężnej: za nie przedstawienie Prezesowi URE sprawozdania za 2001 r. z realizacji warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej (7 postępowań) oraz za stosowanie cen i stawek opłat bez ich uprzedniego zatwierdzenia przez Prezesa URE (2 postępowania).

Wydano 7 decyzji, na podstawie których wymierzono kary pieniężne. Wymierzone kary w wysokości od 800 do 2 000 zł (łącznie 9 600 zł) miały charakter dyscyplinujący, a nie represyjny. Decyzje są prawomocne, a kary zostały uiszczone.

Ponadto wyrokami Sądu Antymonopolowego utrzymano w mocy 2 decyzje administracyjne wydane w latach ubiegłych o nałożenie kary za stosowanie taryf dla ciepła niezatwierdzonych przez Prezesa URE (decyzję wymierzającą karę pieniężną przedsiębiorstwu w wysokości 60 000 zł oraz decyzję wymierzającą karę pieniężną kierownikowi przedsiębiorstwa w wysokości 12 000 zł). Kary zostały uiszczone.

7.4. Pozostała działalność oddziału

a) współpraca z samorządami lokalnymi i rzecznikami konsumentów

W procesie rozpatrywania wniosków koncesyjnych i taryfowych w sprawach mających istotny wpływ na wysokość cen i stawek opłat kierowane są pytania do lokalnych samorządów o wyrażenie opinii na temat zasadności planowanych modernizacji źródeł ciepła, możliwości wykorzystania rezerw zainstalowanej mocy, a także możliwości, jakie gmina posiada dla łagodzenia skutków wzrostu opłat za ciepło.

Miejscy i powiatowi rzecznicy konsumentów z obszaru województw dolnośląskiego i opolskiego na bieżąco konsultują z pracownikami oddziału problematykę napływających do nich spraw powiązanych z koniecznością wykorzystania przepisów Prawa energetycznego.

W wyniku współpracy z rzecznikami konsumentów działającymi na terenie Zakładu Energetycznego Wałbrzych SA wskazano zakładowi postanowienia umów sprzedaży energii elektrycznej, niekorzystne z punktu widzenia konsumentów i nie znajdujące odzwier-

ciedlenia w obowiązującym Prawie energetycznym. Zakład, uwzględniając uwagi oddziału i rzeczników, opracował nowy wzór umowy sprzedaży energii elektrycznej.

W czerwcu 2002 r. oddział przygotował przy współudziale Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Wrocław SA, Zakładu Energetycznego Wrocław SA i Zakładu Gazowniczego we Wrocławiu „Poradnik dla odbiorców i konsumentów ciepła, energii elektrycznej i gazu”, który został opublikowany w regionalnym wydaniu „Gazety Wyborczej” 28 czerwca 2002 r. i zawierał odpowiedzi na najczęściej kierowane do oddziału pytania i wątpliwości nurtujące odbiorców i konsumentów tych głównych nośników energii.

Ponadto w oddziale działa Zespół konsultacyjny do spraw konsumenckich w zakresie Prawa energetycznego oraz Zespół do spraw konsultowania zagadnień związanych z planowaniem energetycznym w gminach. Wymienione zespoły udzielały porad dotyczących modernizacji i rozwoju (najczęściej telefonicznych), zarówno odbiorcom indywidualnym poszczególnych nośników energii w zakresie rozliczeń, jak i przedsiębiorstwom energetycznym.

b) współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów

W dniu 12 kwietnia 2002 r. przedstawiciele oddziału uczestniczyli w spotkaniu zorganizowanym przez wrocławską Delegaturę Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów. W spotkaniu uczestniczył także przedstawiciel Urzędu Regulacji Telekomunikacji i Poczty. Spotkanie poświęcone było problematyce spraw napływających do rzeczników konsumentów, powiązanych z koniecznością wykorzystania przepisów Prawa energetycznego oraz Prawa telekomunikacyjnego.

c) kontakty bezpośrednie z odbiorcami

Pracownicy oddziału odbyli 58 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych w sprawach związanych z taryfowaniem i koncesjonowaniem oraz 23 spotkania z petentami oddziału, których celem była potrzeba wyjaśnienia wybranych przepisów Prawa energetycznego, zwłaszcza dotyczących obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wobec odbiorców.

Specyfika rynku energetycznego, z wysoką koncentracją wytwórców i dystrybutorów ciepła i energii elektrycznej oraz dużym rozproszeniem odbiorców, uzasadniają tworzenie i lokalizację oddziałów terenowych w miejscach największych skupisk ludności, tj. w dużych miastach, gdyż ułatwia to kontakt osobisty i telefoniczny odbiorcy ciepła czy energii elektrycznej z urzędem. We Wrocławiu jeden wytwórca ciepła i jeden dystrybutor ciepła sprzedają ok. 10 PJ ciepła rocznie, co stanowi ok. 40% ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym na terenie województwa dolnośląskiego.

Wprowadzanie nowych zasad stanowiących opłat za ciepło i energię elektryczną wywołało wzrost zaintereso-

wania odbiorców tymi zasadami, gdyż szukają oni możliwości obniżki tych opłat poprzez wykorzystywanie możliwości, jakie w tym zakresie stworzyło Prawo energetyczne. Bliskość urzędu pozwala odbiorcy na bezpośrednie zwrócenie się w sprawach konfliktowych do urzędu, który często pełni rolę rozjemcy czy też obrońcy słuszych interesów odbiorców ciepła i energii elektrycznej.

Dla kształtowania taryf istotne znaczenie mają negocjacje z przedsiębiorstwami, które o te taryfy występują. Negocjacje te – średnio 2-3 spotkania stron – pozwalają lepiej rozpoznać zarówno problemy przedsiębiorstw, a także na ogół obniżyć koszty, uwzględniając ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen. Negocjacje te nie są zbyt kosztowne, ze względu na bliskość oddziału, a jednocześnie umożliwiają uwzględnienie uwarunkowań lokalnych w funkcjonowaniu tych przedsiębiorstw i ich otoczenia.

Realizacja w oddziale terenowym URE zadań wynikających z art. 8 ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła dla odbiorców, w tym dla osób fizycznych, dostępność w dochodzeniu swoich praw w zakresie określonym tym przepisem (niska opłata skarbową w porównaniu do opłat sądowych) oraz zapewniła szybkość rozstrzygnięcia sporów, szczególnie w tych przypadkach, gdy decyzja czy też postanowienie nie zostaną zaskarżone bądź nie podlegają zaskarżeniu do sądu.

Dość częste są przypadki skarg kierowanych do oddziału, dla których brak właściwości rzeczowej Prezesa URE. Dotyczy to m.in. realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznych czy też skarg użytkowników ciepła sieciowego w indywidualnych lokalach. Skargi takie dostarczają oddziałowi informacji o działalności przedsiębiorstw energetycznych podlegających regulacji (np. o terminowości realizacji umów o przyłączenie do sieci oraz w zakresie stosowania zapisów taryf) umożliwiając późniejsze ich wykorzystywanie w taryfowaniu. Z kolei udzielane przez oddział odpowiedzi skarżącym powodowały upowszechnianie znajomości taryf przedsiębiorstw energetycznych oraz przepisów Prawa energetycznego wśród szerokiego kręgu osób.

8. Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach

Południowy Oddział Terenowy URE z siedzibą w Katowicach swym zasięgiem terytorialnym obejmuje obszar województwa śląskiego, podzielony administracyjnie na 166 gmin, na terenie którego można wyróżnić trzy subregiony: aglomerację górnośląską, region częstochowski oraz region bielski.

Według stanu na koniec 2002 r. w Południowym Oddziale Terenowym zatrudnionych było 15 pracowników, w tym 4 z wykształceniem wyższym ekonomicznym, 2 z prawniczym i 9 z wyższym technicznym.

W porównaniu do stanu w 2001 r. liczba pracowników zmniejszyła się o 3 osoby.

Funkcję dyrektora oddziału od 17 listopada 2000 r. pełni Dorota Koziol.

8.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

Od początku koncesjonowania do 31 grudnia 2002 r. w obrębie właściwości terytorialnej oddziału zostało udzielonych łącznie 839 koncesji dla 589 koncesjonariuszy.

W sektorze elektroenergetycznym w 2002 r. nie zaszły istotne zmiany zarówno w zakresie liczby przedsiębiorstw działających na terenie województwa śląskiego jak i przedmiotu ich działania oraz udziałów w rynku energii.

Posiada tu swoją siedzibę Południowy Koncern Energetyczny SA, w skład którego wchodzi 7 elektrowni i 3 elektrociepłowni. Spółka jest jednym z największych przedsiębiorstw energetycznych w Polsce.

Działają tu cztery spółki dystrybucyjne energii elektrycznej: Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA, Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA, Beskidzka Energetyka SA oraz Zakład Energetyczny Częstochowa SA.

W 2002 r. rozpoczął się proces przejmowania majątku sieciowego, należącego głównie do hut i kopalń, przez profesjonalne przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej. Proces ten dotyczy w zdecydowanej części odbiorców pobierających energię elektryczną na niskim i średnim napięciu.

Analizując natomiast zakres działalności ciepłowniczej, należy zauważyć, że w roku 2002 w stosunku do 2001 nastąpił spadek liczby przedsiębiorstw posiadających koncesję na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję i obrót ciepłem (ze 132 na 124 przedsiębiorstwa). Główne przyczyny spadku to:

- połączenie koncesjonowanych przedsiębiorstw,
- zaprzestanie eksploatacji majątku ciepłowniczego przez przedsiębiorstwo energetyczne (np. poprzez sprzedaż, wydzierżawienie lub likwidację tego majątku) z równoczesnym „przejęciem” odbiorców przez inne przedsiębiorstwo, już posiadające koncesje,
- rezygnacja odbiorców z pobierania ciepła ze źródła przedsiębiorstwa koncesjonowanego na rzecz własnego, lokalnego źródła ciepła.

Dostarczaniem ciepła do odbiorcy finalnego zajmują się głównie przedsiębiorstwa przesyłowe. Przedmiotem ich działalności jest przesyłanie i dystrybucja oraz obrót ciepłem wytworzonym we własnych lub obcych źródłach ciepła. Ich struktura w 2002 r. nie uległa zmianie. Do największych przedsiębiorstw przesyłowych mających siedzibę na terenie działania oddziału należą: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP w Dąbrowie Górniczej, Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP w Katowicach i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP w Jastrzębiu Zdroju.

W obrębie właściwości terytorialnej oddziału, znajduje się siedziba jednej z wydzielonych z PGNiG SA spółek dystrybucyjnych – Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze. Obejmuje ona swym zasięgiem działania całe województwo śląskie i opolskie oraz gminy 3 innych województw: łódzkiego (powiat pajęczański i radomszczański), małopolskiego (powiat olkuski, oświęcimski, wadowicki, chrzanowski, miechowski i suski) oraz świętokrzyskiego (powiat włoszczowski).

Pozostałe przedsiębiorstwa zajmujące się działalnością gazowniczą, powstałe w ramach restrukturyzacji przedsiębiorstw państwowych dostarczają gaz ziemny wyłącznie odbiorcom przemysłowym. Są to m.in.: Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”, Huta Pokój SA, RCEkoenergia Sp. z o.o. „Bumar-Łabędy” SA, Energomedia Zawiercie oraz Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. Elsen Sp. z o.o.

Charakterystyczną grupę przedsiębiorstw energetycznych stanowią przedsiębiorstwa wytwarzające energię w odnawialnych źródłach energii. Należy zauważyć, że energia wytwarzana w źródłach odnawialnych podlega obowiązkowi zakupu przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną lub ciepłem lub też, w dużym uproszczeniu, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub energii elektrycznej.

Na obszarze objętym zasięgiem terytorialnym oddziału funkcjonuje jedno przedsiębiorstwo energetyczne objęte obowiązkiem posiadania koncesji, wykorzystujące w procesie spalania biomasę i biogaz. Prowadzi ono skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła a część wytwarzanej energii powstaje z wykorzystaniem biogazu wysypiskowego oraz biomasy. Gaz pochodzi z miejskiego wysypiska śmieci, biomasa to zrębki drzewne używane jako dodatek do miału węglowego. W strukturze spalanych paliw w obu

Tabela 8. Struktura sektora energetycznego w zakresie koncesjonowanym na obszarze województwa śląskiego

Podsektor	Liczba koncesjonariuszy	Liczba koncesji
ciepłownictwo	125	253
elektroenergetyka	87	155
gazownictwo	18	33
paliwa ciekłe	360	400

źródłach biomasa i biogaz stanowią ok. 3,5% spalanej paliwa ogółem. W przypadku tego przedsiębiorstwa ma miejsce współspalanie (paliwa stałe z biopaliwami), a proces ten zmniejsza emisję zanieczyszczeń i zwiększa udział energii odnawialnej w energii wytworzonej ogółem.

Z uwagi na wielkość mocy zainstalowanej, a także wykorzystywanie energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii na własne potrzeby, pozostałe przedsiębiorstwa z terenu województwa śląskiego wytwarzające energię w źródłach odnawialnych nie są objęte obowiązkiem uzyskania koncesji na wytwarzanie ciepła czy też energii elektrycznej. Obowiązane są natomiast do opracowania taryfy, która jednak nie podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Tak jest w przypadku kilkunastu małych elektrowni wodnych (m.in. na rzece Sole) oraz kilkunastu niewielkich źródeł wytwarzających energię elektryczną i ciepło z biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków²⁾.

Ceny energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii kształtują się powyżej średnich cen energii podlegających obowiązkowi przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia, jak również powyżej cen rynkowych (w przypadku cen energii elektrycznej przekraczają 200 zł/MWh). Pozyskiwanie i przetwarzanie energii odnawialnej jest bowiem kosztowne i na obecnym poziomie rozwoju technologicznego nie może ono skutecznie konkurować z energią uzyskiwaną metodami konwencjonalnymi. Przy uwzględnieniu kosztów

eksploatacji i ochrony środowiska relacje te mogą się istotnie zmienić.

8.2. Odbiorcy paliw i energii

Znaczne zmiany, jakie w ciągu minionych lat dokonały się na Śląsku i które wciąż są zauważalne, w tym przede wszystkim restrukturyzacja przemysłu ciężkiego, przyczyniły się do obniżenia sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz gazu. W dalszy ciągu jednak znaczącym odbiorcą paliw i energii pozostaje przemysł, w tym głównie górniczy i hutniczy.

Zarysowujący się coraz bardziej udział odbiorców komunalnych (spółdzielni mieszkaniowych, wspólnot) oraz mniejszych podmiotów gospodarczych sprawia, iż zmienia się charakter odbioru paliw i energii. Uwidacznia się to między innymi malejącą sprzedażą ciepła w nośniku parowym (kiedyś przede wszystkim dostarczanego do przemysłu dla procesów technologicznych), a w przypadku energii elektrycznej spadkiem sprzedaży sieciami rozdzielczymi wysokich napięć (głównie dostarczanej dla potrzeb kopalń i hut).

Odbiorcy energii elektrycznej (zarówno komunalni, jak i przemysłowi), obsługiwani przez spółki dystrybucyjne działające na terenie województwa śląskiego, z jednej strony zostali doświadczeni skutkami trwającego procesu porządkowania sektora elektroenergetycznego na tym terenie (aktualizacja umów sprzedaży energii elektrycznej, przejmowanie obowiązku przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej przez energetykę zawodową, zmiana napięcia zasilania na 230/400 V), z drugiej

Tabela 9. Charakterystyka odbiorców ciepła, energii elektrycznej i gazu

Odbiorcy	Charakterystyka
Ciepła	Dominującą grupę pod względem liczebności (około 91%) stanowią odbiorcy komunalni. Przedsiębiorstwa ciepłownicze zaspakajają głównie potrzeby socjalno-bytowe spółdzielni (do największych można zaliczyć: Spółdzielnię Mieszkaniową „Lokator” w Dąbrowie Górniczej, Spółdzielnię Mieszkaniową „Hutnik” w Sosnowcu, Katowicką Spółdzielnię Mieszkaniową, Spółdzielnię Mieszkaniową „Północ” w Częstochowie, Karpacką Spółdzielnię Mieszkaniową w Bielsku-Białej) i wspólnot mieszkaniowych.
Energii elektrycznej	Odbiorcami energii elektrycznej dostarczanej przez spółki dystrybucyjne w 91% są odbiorcy komunalni w liczbie ok. 2 mln 122 tys., zużywający rocznie ok. 3 mln 827 tys. MWh, natomiast pod względem zużycia dominują odbiorcy przemysłowi, w liczbie ok. 209 tys., zużywający rocznie ok. 14 mln 712 tys. MWh.
Gazu	Najliczniejszą grupę pod względem liczebności, podobnie jak w przypadku energii elektrycznej i ciepła, stanowią odbiorcy komunalni, w liczbie ok. 1 mln 300 tys., którzy zużywają ok. 1,5 mld m ³ gazu rocznie, natomiast największym odbiorcą gazu Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. jest przemysł ciężki, w tym głównie huty.

2) Przykładami takich przedsiębiorstw są:

- przedsiębiorstwo z Katowic, wytwarzające ciepło z wykorzystaniem gazu wysypiskowego w procesie spalania w źródle o mocy 0,986 MW. Ciepło sprzedawane jest przedsiębiorstwu przesyłania i dystrybucji ciepła w cenie ok. 19 zł/GJ, w ilościach ok. 6 tys. GJ rocznie (sprzedaż ta stanowi znikomy, bo ok. 0,1% udział w całkowitej sprzedaży tego przedsiębiorstwa przesyłowego),
- przedsiębiorstwo z Gliwic, eksploatujące agregat prądotwórczy o mocy 0,3 MW, spalające biogaz wysypiskowy. Roczna sprzedaż energii elektrycznej z tego źródła do sieci spółki dystrybucyjnej wynosi ok. 1 500 MWh, co odpowiada całkowitej produkcji jednostki wytwórczej. Zakład otrzymał rekomendację do wsparcia przez

Ekofundusz dotacją w wysokości 30-50% kosztów realizacji inwestycji,

- przedsiębiorstwo z Częstochowy, wykorzystujące do pozyskiwania energii biogaz z fermentacji osadów pochodzących z użytkowanej centralnej oczyszczalni ścieków. W tym przypadku także produkowana jest tylko energia elektryczna (tylko w okresie letnim), moc źródła wynosi 0,6 MW, a roczna produkcja energii elektrycznej to ok. 700 MWh. Tu przyjęto odmienne rozwiązanie – energia elektryczna w całości zużywana jest na własne potrzeby, obniżając o ok. 20% ilość energii kupowanej w spółce dystrybucyjnej. Przedsiębiorstwo rozpatruje obecnie możliwość pozyskiwania ciepła z procesu spalania biogazu, co wspomogłoby produkcję ciepła w eksploatowanej kotłowni gazowej.

strony mieli możliwość skorzystania z szerokiego wachlarza nowych rozwiązań proponowanych przez te spółki, np. przedpłatowego systemu sprzedaży energii elektrycznej, zróżnicowanych form płatności za energię elektryczną.

Sektor ciepłowniczy w województwie śląskim doświadczał w okresie minionego roku skutków restrukturyzacji górnictwa i hutnictwa, co nie pozostało bez wpływu na odbiorców tego sektora. Likwidacja zakładów wydobywczych (kopalń), objętych programem restrukturyzacji, pociągnęła za sobą znaczący (nieraz kilkadziesiątprocentowy) spadek stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł ciepła oraz zdolności przesyłowych sieci ciepłowniczych, w konsekwencji doprowadzając do pogorszenia warunków eksploatacji oraz wzrostu jednostkowych kosztów wytwarzania i przesyłania ciepła, w części kosztów stałych. Powołane okoliczności utrudniają funkcjonowanie ciepłowniczych przedsiębiorstw energetycznych, co skutkuje wzrostem znaczenia regulacji i roli regulatora, zwłaszcza w sferze równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła.

8.3. Działalność regulacyjna

8.3.1. Koncesjonowanie

W roku 2002 oddział wydał łącznie 94 decyzje koncesyjne. Udzielił 8 koncesji siedmiu przedsiębiorstwom energetycznym. Wśród nich znalazły się przedsiębiorstwa rozpoczynające działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem, jak również koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne, które podjęły nowy przedmiot działalności.

Na podstawie art. 41 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne na wniosek strony wydano 73 decyzje zmieniające koncesje. Zmiany warunków udzielonych koncesji dokonywane były przede wszystkim w związku:

- z wnioskiem strony o rozszerzenie lub zawężenie zakresu udzielonych koncesji, związanym z przejęciem lub przekazaniem, a także wyłączeniem lub modernizacją eksploatowanych lub nowo powstałych źródeł ciepła bądź sieci ciepłowniczych,
- ze zmianą nazwy, formy prawnej przedsiębiorcy.

W związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej, na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, na wniosek strony cofniętych zostało 11 koncesji udzielonych 6 przedsiębiorstwom energetycznym. W uzasadnieniach decyzji najczęściej podawanym powodem cofnięcia było zaprzestanie prowadzenia działalności w zakresie objętym obowiązkiem jej posiadania. Dodatkowo w tymże roku dla jednego przedsiębiorstwa wydano decyzję o wygaśnięciu koncesji ze względu na prowadzenie przez nie działalności gospodarczej w zakresie niewymagającym posiadania koncesji. Ponadto jedno z przedsiębiorstw energetycznych zostało włączone w struktury innego koncesjonowanego przedsiębiorstwa, co spowodowało

wygaśnięcie jego koncesji z dniem wykreślenia tego przedsiębiorstwa z właściwego rejestru.

8.3.2. Taryfowanie ciepła

Do 31 grudnia 2002 r. spośród 125 przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających koncesję, których siedziba znajduje się na terenie województwa śląskiego, 89,5% przedsiębiorstw posiadało zatwierdzoną taryfę dla ciepła. W porównaniu do roku 2001 r., w którym 107 przedsiębiorstw posiadało zatwierdzoną taryfę, nastąpił wzrost o 3,7%, co jest wynikiem bezpośredniej działalności oddziału, ukierunkowanej w tym zakresie na ochronę interesów odbiorców ciepła, tak aby ponoszone przez nich opłaty wynikały z cen i stawek opłat poddanych kontroli regulatora. W roku 2002 w oddziale zostało wydanych 69 decyzji zatwierdzających taryfę dla ciepła, z czego 10 przedsiębiorstw zatwierdziło taryfę po raz pierwszy, 23 po raz drugi, 17 po raz trzeci i 19 po raz czwarty.

Na podkreślenie zasługuje fakt, że w roku 2002 kontynuowano zatwierdzanie taryf na okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące. I tak, w 2001 r. zatwierdzono 10 taryf z okresem stosowania dłuższym niż 24 miesiące, natomiast w 2002 roku 19 takich taryf (co stanowiło 27% taryf zatwierdzonych ogółem). Spośród 9 przedsiębiorstw posiadających zatwierdzoną w 2001 r. taryfę z możliwości przeliczenia cen i stawek opłat wg formuły $RPI - X_r$, w roku 2002 r. skorzystały 4 przedsiębiorstwa, 3 przedsiębiorstwom cofnięto koncesję, natomiast 2 przedsiębiorstwa nie dokonały przeliczenia, pozostawiając ceny i stawki opłat na niezmiennym poziomie. Przy czym zauważyć należy, że wśród tych przedsiębiorstw, które skorzystały z możliwości przeliczenia cen i stawek opłat wg wyżej wymienionej formuły, wszystkie wykorzystwały w pełni możliwość wzrostu cen i stawek opłat wynikającą z indeksacji (po uwzględnieniu ustalonych w decyzjach współczynników korekcyjnych X_r).

W 2002 r. zatwierdzono 19 taryf dla ciepła na okres równy lub dłuższy niż 24 miesiące, w tym: 5 – drugich taryf, 6 – trzecich taryf i 8 – czwartych taryf.

Decyzje o zatwierdzeniu taryf na okres dłuższy niż 24 miesiące dotyczyły przedsiębiorstw energetycznych o różnym współczynniku zaangażowania w działalność koncesjonowaną (od huty po typowe przedsiębiorstwa ciepłownicze), charakteryzujących się stosunkowo niewysokim poziomem cen i stawek opłat, jak również niewielkim ich wzrostem (poniżej wskaźnika RPI). Dłuższy okres obowiązywania taryfy umożliwi tym przedsiębiorstwom samodzielne określenie w 2003 r. nowych cen i stawek opłat ustalonych wg formuły zawartej w rozporządzeniu taryfowym. Jednocześnie, zdaniem regulatora, dłuższy okres obowiązywania taryfy pozwoli na ocenę umiejętności przedsiębiorstw w zakresie samodzielnej poprawy efektywności działania.

Średni wzrost cen i stawek opłat w stosunku do cen ostatnio stosowanych w oddziale wyniósł 2,07%.

Zatwierdzone przez Prezesa URE wzrosty opłat za

ciepło są niższe przeciętnie o 5 punktów procentowych od proponowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne we wnioskach taryfowych. Proces zatwierdzania taryf pozwolił na oszczędności w opłatach za ciepło ponoszonych przez odbiorców na sumę ok. 70 mln zł. Kwota 70 mln zł jest 18-krotnie większa od łącznych rocznych opłat za ciepło ponoszonych przez mieszkańców 22-tysięcznych Pyskowic i nieco większa od całkowitych rocznych opłat za ciepło ponoszonych przez mieszkańców 213-tysięcznych Gliwic, czy też o 30% wyższa od tego, co rocznie na zaspokojenie potrzeb cieplnych wydają odbiorcy ze 170-tysięcznej Rudy Śląskiej.

Na 68 przedsiębiorstwach, którym w 2002 r. zatwierdzono taryfy, wzrost cen i stawek opłat zanotowały 42 przedsiębiorstwa, a w przypadku aż 21 przedsiębiorstw (30,9%) nastąpił spadek.

Średnia wskaźnikowa cena (średnioważona cena) dla pierwszego roku stosowania taryfy w zakresie wytwarzania ciepła dla oddziału, wynikająca z zatwierdzonych w 2002 r. taryf dla ciepła, wyniosła 21,29 zł/GJ, natomiast średnia wskaźnikowa stawka opłat za usługi przesyłowe w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła wyniosła 8,54 zł/GJ.

Zróżnicowanie średnich wskaźnikowych cen i stawek opłat kształtowało się w granicach 8,11 zł/GJ do 43,36 zł/GJ dla wytwarzania ciepła oraz 0,91 zł/GJ do 13,57 zł/GJ dla przesyłania i dystrybucji.

Przykładem przedsiębiorstwa, w którym nastąpił wysoki wzrost średniej ceny ciepła, jest Kombinat Koksochemiczny SA z siedzibą w Zabrze. Jednakże należy podkreślić, że przyczyną jej wzrostu jest zmiana rodzaju wykorzystywanego do produkcji ciepła paliwa (z gazu koksowniczego na miał), a zatwierdzona cena

ciepła jest jedną z najniższych w województwie i wynosi 14,96 zł/GJ.

Na terenie województwa śląskiego najwyższą cenę wytwarzanego ciepła posiada Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Rudzie Śląskiej. Wysokość tej ceny jednakże wynika z rodzajów stosowanych w przedsiębiorstwie paliw, którymi są gaz ziemny oraz olej opałowy lekki. Najniższą cenę wytwarzania ciepła odnotowano natomiast w taryfie zatwierdzonej Elektrowni Rybnik SA.

Analizując stawki opłat za usługi przesyłowe należy wskazać, że przedsiębiorstwem energetycznym mającym najwyższą stawkę opłat była Przędzalnia Czesankowa INTERTEX SA z siedzibą w Sosnowcu, ze względu na eksploatowane węzły oraz niski stosunek sprzedanego ciepła w odniesieniu do zamówionej mocy cieplnej. Najniższą stawkę zanotowano natomiast w przedsiębiorstwie Promot Ciepłownia Sp. z o.o., ze względu na niewielką infrastrukturę sieciową.

Wśród przedsiębiorstw, którym w 2002 r. zatwierdzono taryfy dla ciepła, były:

- spółki z ograniczoną odpowiedzialnością – stanowiące 54% przedsiębiorstw ogółem,
- spółki akcyjne – stanowiące 32% przedsiębiorstw ogółem,
- pozostałe – stanowiące 14% przedsiębiorstw ogółem, w tym: 3 spółdzielnie mieszkaniowe, 3 przedsiębiorstwa państwowe, 2 samodzielne publiczne zakłady opieki zdrowotnej oraz 1 spółka cywilna prowadzona przez 2 przedsiębiorców.

Celem dokładniejszej analizy poziomu zatwierdzonych cen i stawek opłat dokonano podziału zbiorowości przedsiębiorstw według typu własności oraz typu dominującego odbioru.

Rysunek 30. Porównanie wysokości średnich wskaźnikowych cen ciepła zatwierdzonych w latach 2001 i 2002 dla danych rodzajów paliw

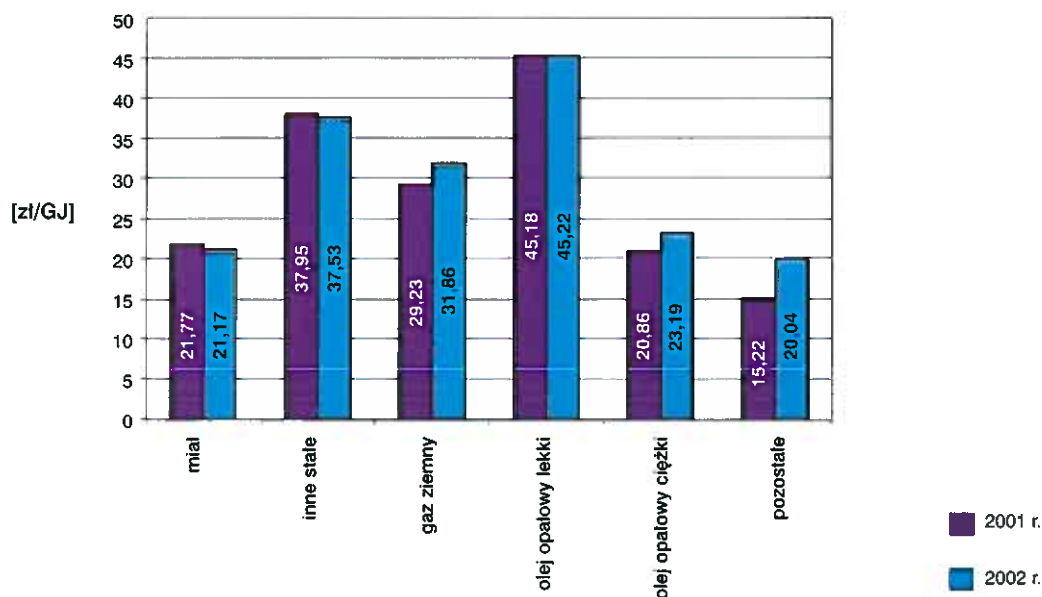


Tabela 10. Dane dotyczące przedsiębiorstw sklasyfikowanych według typu własności

Grupa przedsiębiorstw	Ilość	Udział w przychodach	Średnia cena w zł/GJ	Średnia stawka opłaty w zł/GJ
Własność prywatna, mieszana lub spółdzielcza	30	17%	21,13	4,25
Własność gminy	9	11%	24,58	11,41
Własność skarbu państwa lub państwowych osób prawnych	29	72%	21,21	7,80
Razem	68	100%	21,29	8,54

Średnia cena wytwarzanego ciepła w taryfach zatwierdzonych w 2002 r. jest najniższa w grupie przedsiębiorstw będących własnością prywatną, mieszaną lub spółdzielczą i wyniosła 21,13 zł/GJ. Z kolei w grupie przedsiębiorstw będących własnością Skarbu Państwa lub państwowych osób prawnych cena wyniosła 21,21 zł/GJ. Najdroższe ciepło wytwarzane jest w przedsiębiorstwach będących własnością gminną – 24,58 zł/GJ.

Jeśli chodzi o średnią stawkę opłat przesyłowych, to relacje cenowe kształtują się podobnie: najtańsze są przedsiębiorstwa będące własnością prywatną, mieszaną lub spółdzielnią mieszkaniową – 4,25 zł/GJ, w przedsiębiorstwach będących własnością Skarbu Państwa lub państwowych osób prawnych średnia stawka opłaty wyniosła 7,80 zł/GJ (w tym w dwóch dużych przedsiębiorstwach państwowych przesyłających i dystrybuujących ciepło – 11,13 zł/GJ), a najdroższe ponownie były przedsiębiorstwa będące własnością gminną – 11,41 zł/GJ.

Z powyższych danych można wyciągnąć następujące wnioski:

1. Poziom cen zależy od struktury własnościowej przedsiębiorstwa energetycznego. Najbardziej konkurencyjne są przedsiębiorstwa będące własnością prywatną, mieszaną lub spółdzielczą. Wynika to ze zdecydowanych działań właścicieli tych przedsiębiorstw w celu restrukturyzacji kosztów prowadzonej działalności oraz brania przez nich pod uwagę rachunku ekonomicznego. W grupie tych przedsiębiorstw dominują małe podmioty, które nie mają możliwości uzyskiwania „korzyści skali”, związanej ze sprzedawaniem ciepła w dużej ilości. Ze względu na obecną sytuację na rynku pracy poziom cen ciepła wyznaczają możliwości płatnicze odbiorców

ciepła, stąd poprawa wyniku finansowego musi być uzyskana przede wszystkim poprzez redukcję kosztów. Niebagatelne znaczenie dla efektywnej eksploatacji majątku ma także fakt, iż przedsiębiorstwa te eksploatują majątek na własne ryzyko, nie oczekując wsparcia z zewnątrz.

2. Decyzje gminy, będących właścicielami majątku ciepłowniczego, nie prowadzą do racjonalizacji obciążeń odbiorców ciepła. Inwestycje podejmowane przez samorząd gminy, mające na celu modernizację miejskich kotłowni i sieci ze względu na ochronę środowiska, nierzadko prowadzące do wykorzystywania droższych rodzajów paliw, jak gaz ziemny i olej opałowy, przekładają się na najwyższy wśród trzech grup przedsiębiorstw poziom cen i stawek opłat za ciepło. Na ceny i stawki opłat niebagatelny wpływ mają ustalone przez gminę stawki podatku od nieruchomości oraz wycena majątku wnoszonego przez gminę do przedsiębiorstw energetycznych. Mieszkańcy gminy często nie akceptują decyzji władz gminnych prowadzących do wzrostu cen i stawek opłat.
3. Działalność gospodarcza w większej skali nie zawsze przekłada się na korzyści dla odbiorców, zwłaszcza w wypadku państwowych przedsiębiorstw przesyłania i dystrybucji ciepła. Świadczą o tym wysokie stawki opłat za usługi przesyłowe występujące w przedsiębiorstwach, których organem założycielskim jest wojewoda. Przedsiębiorstwa te powinny kontynuować restrukturyzację kosztów, która w większym wymiarze najprawdopodobniej będzie możliwa do przeprowadzenia dopiero po zmianach własnościowych. Średnia cena ciepła była nieco wyższa w grupie przedsiębiorstw dostarczających ciepło w większości odbiorcom przemysłowym.

Tabela 11. Dane dotyczące przedsiębiorstw sklasyfikowanych według typu dominującego odbioru

Grupa przedsiębiorstw	Ilość	Udział w przychodach	Średnia cena w zł/GJ	Średnia stawka opłaty w zł/GJ
Zaopatrzenie w ciepło zużywane na potrzeby socjalno-bytowe	43	82%	21,17	9,81
Zaopatrzenie w ciepło zużywane na potrzeby przemysłowe	25	18%	21,79	3,89
Razem	68	100%	21,29	8,54

Jeśli chodzi o średnią stawkę opłaty za usługi przesyłowe, to relacja wysokości stawek opłat wg typu odbioru jest odwrotna: w grupie przedsiębiorstw dostarczających ciepło zwłaszcza odbiorcom przemysłowym stawka opłaty wyniosła 3,89 zł/GJ, a w grupie, w wypadku której dominuje odbiór ciepła na potrzeby socjalno-bytowe stawka ta wyniosła 9,81 zł/GJ. Wiąże się to bezpośrednio z wielkością eksploatowanej infrastruktury przesyłowej. Stąd relatywnie wysokie stawki opłat występują w grupie przedsiębiorstw zaopatrujących w ciepło zużywane w większości na potrzeby socjalno-bytowe.

Wnioski z powyższej analizy są następujące:

1. Niewielki, bo 18%, udział w przychodach przedsiębiorstw zaopatrujących w ciepło zużywane w większości na potrzeby przemysłowe wynika zarówno ze zmian strukturalnych w energochłonnym przemyśle ciężkim, jak i z faktu, że wiele przedsiębiorstw przemysłowych posiada własne źródła ciepła, z których sprzedawane są jedynie jego nadwyżki.
2. Ze względu na skutki społeczne i skalę sprzedaży ciepła niższa cena ciepła w przedsiębiorstwach z przewagą odbioru na cele socjalno-bytowe w stosunku do cen ciepła w przedsiębiorstwach z przewagą odbioru przemysłowego powinna być utrzymywana.
3. Trzykrotnie wyższe stawki opłat przesyłowych w grupie przedsiębiorstw zaopatrujących w ciepło zużywane w większości na potrzeby komunalne są skutkiem eksploatowania rozleglejszych sieci przez lokalnych dystrybutorów ciepła, a także skutkiem braku odpowiedniej polityki kosztowej w największych przedsiębiorstwach przesyłowych³⁾.

Pomimo że 2002 r. był kolejnym rokiem obowiązywania rozporządzenia taryfowego, nie widać poprawy w opracowywaniu taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne. Przyczyną tego jest chęć przeforsowania znacznych podwyżek. Przedsiębiorstwa upatrują poprawy wyników finansowych we wzroście przychodów, a nie w obniżeniu kosztów. Nierzadko powoduje to konieczność wielokrotnego wzywania przedsiębiorstw, w ramach toczących się postępowań administracyjnych, do przeprowadzenia korekt przedłożonego wniosku oraz

3) Dwa z trzech przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie województwa śląskiego w formie prawnej przedsiębiorstwa państwowego to podmioty, które istniały w strukturach dawnego Wojewódzkiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej. Obydwa przedsiębiorstwa większość przychodów uzyskują z działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła, prowadząc także dodatkowo wytwarzanie ciepła. Przyczyną wysokich cen i stawek opłat jest również forma prawna, w jakiej funkcjonują te przedsiębiorstwa. W celu ochrony interesów odbiorców oddział skierował pisma m.in. do organu założycielskiego tych przedsiębiorstw (województwo śląskie), zwracając uwagę na konieczność przeprowadzenia zmian własnościowych w tych przedsiębiorstwach w celu wymuszenia poprawy efektywności ich funkcjonowania.

wniesienia uzupełnień i dodatkowych wyjaśnień. Na 94 postępowań administracyjnych w sprawie wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła tylko dwa postępowania zakończyły się wydaniem decyzji o zatwierdzeniu taryfy bez konieczności dodatkowego wzywania przedsiębiorstwa do skorygowania lub uzupełnienia przedłożonego wniosku.

I tak, najczęściej oddział zwracał uwagę przedsiębiorstw na konieczność rzetelnego udokumentowania lub skorygowania:

- zawyżonych planowanych kosztów,
- cen i stawek opłat skalkulowanych niezgodnie z obowiązującymi przepisami,
- nieprawidłowo wyliczonych średnich wskaźnikowych ceny i stawek opłat,
- nieprawidłowego podziału odbiorców na grupy taryfowe, a w związku z tym niewłaściwej alokacji kosztów uzasadnionych,
- zawyżonych wartości planowanych strat ciepła, mocy cieplnej i nośnika ciepła,
- niezgodności pomiędzy zakresem prowadzonej działalności koncesjonowanej przedstawionej w taryfie a zakresem działalności uwzględnionej w koncesjach.

W większości postępowań oddział był zmuszony do wyjaśniania przedsiębiorstwom energetycznym roli współczynnika korekcyjnego oraz zwracania uwagi na wyłączną kompetencję regulatora do określenia wysokości i okresu obowiązywania tego współczynnika.

Ze względu na cele, jakie postawiła przed regulatorem ustawa – Prawo energetyczne, istotą działań oddziału podczas zatwierdzania taryf było przeciwdziałanie negatywnym skutkom naturalnych monopolii w obszarze kosztów zaopatrzenia odbiorców w ciepło, ukierunkowanie przedsiębiorstw energetycznych na podejmowanie działań optymalizujących (minimalizujących) koszty działalności gospodarczej, jak również pogłębianie wiedzy przedsiębiorstw energetycznych w zakresie przepisów Prawa energetycznego.

Na podkreślenie zasługuje również fakt, że w roku 2002, korzystając z przysługujących Prezesowi URE kompetencji, w celu zrównoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców, wyznaczano współczynniki korekcyjne X_w , mające na celu poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw – ich wysokość oraz okres obowiązywania. W niektórych przypadkach okres ich obowiązywania był dłuższy od proponowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne.

Z doświadczeń oddziału w zatwierdzaniu taryf wynika też, że na poziom cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe istotnie rzutuje przewymiarowanie źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych. Przyczyną tego tkwi niejednokrotnie w nietrafnych decyzjach inwestycyjnych. Dodatkowo wpływają na to niekorzystne warunki pogodowe, a także spadek zapotrzebowania na ciepło spowodowany m.in. likwidacją bądź słabą kondycją finansową nierentownych przedsiębiorstw (szczególnie w górnictwie i hutnictwie) oraz inwestycjami termoreno-

wacyjnymi zmniejszającymi zapotrzebowanie na ciepło przez odbiorców komunalnych. Należy również zwrócić uwagę na to, że wyłonione z hut i kopalń (w ramach ich restrukturyzacji) przedsiębiorstwa energetyczne dysponują często zdekapitalizowanym majątkiem, a jednocześnie brakiem odpowiednich zasobów kapitałowych, pozwalających na szybką jego modernizację.

W trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła prowadzono także korespondencję z gminami, na obszarze których przedsiębiorstwa energetyczne prowadzą działalność gospodarczą. Wielokrotnie dostrzeżono brak konsekwencji w działaniu i brak właściwego podejścia do problemu zadań własnych gminy w zakresie energetyki, czego przyczyną jest brak świadomości gminy co do roli, jaką powinna ona odgrywać w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe.

W jednym z prowadzonych postępowań uzyskano informację o uchwaleniu przez radę gminy Piekary Śląskie planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe zakładającego znaczne nakłady na budowę źródła, w którym planowano produkcję ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną. Pisma otrzymane od tej gminy w odpowiedzi na zapytania oddziału ujawniły, że planowany kierunek rozwoju systemu zaopatrzenia w ciepło nie ma uzasadnienia ekonomicznego, bo gmina nie przedstawiła wyczerpującego uzasadnienia przewidywanych kosztów realizacji inwestycji oraz źródeł ich finansowania. W piśmie skierowanym do władz gminy podkreślono, że plan przyjęty przez radę gminy nie powinien doprowadzić do tego, że nakłady i koszty spowodują w poszczególnych latach nadmierny wzrost cen ciepła i stawek opłat za jego przesyłanie. Poinformowano także władze gminy, że planowana cena energii jest jednym z podstawowych elementów branych pod uwagę w postępowaniu administracyjnym dotyczącym wniosku o udzielenie wymaganych prawem koncesji, a wysoki zakładany poziom cen oraz związane z nim ewentualne odejścia odbiorców ciepła mogą okazać się dowodem na brak zachowania interesu społecznego.

Gminie Pyskowice zwrócono uwagę na brak przemyślanej polityki w zakresie zapewnienia stabilizacji zaopatrzenia mieszkańców w ciepło i jego bezpieczeństwa. Po komunalizacji majątku ciepłowniczego, który wcześniej znajdował się w strukturach jednego z dużych PEC-ów, gmina Pyskowice corocznie zmieniała dzierżawcę swoich źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych. Prowadziło to do braku zainteresowania operatorów majątku inwestycjami oraz do stopniowej dekapitalizacji majątku ciepłowniczego gminy. W piśmie skierowanym do władz gminy oddział ocenił, że taka polityka doprowadzi w bliskiej przyszłości do znacznego pogorszenia jakości usług, świadczonych w oparciu o starzejący się majątek ciepłowniczy, i doprowadzi do skumulowania wydatków na odtworzenie majątku. Po interwencji oddziału gmina z kolejnym, trzecim dzierżawcą podpisała umowę długoterminową. Obecnie przedsiębiorstwo

to rozpoczęło inwestycje, mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ciepła na wiele lat. Należy zauważyć, że prowadzone inwestycje nie spowodowały wzrostu cen i stawek opłat dla odbiorców w taryfie przedłożonej w oddziale do zatwierdzenia.

W innym przypadku stwierdzono niestabilną politykę władz gminy Blachownia w zakresie organizacji zaopatrzenia w ciepło, polegającą na akceptowaniu prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności na majątku gminnym w oparciu o umowy zawierane z odbiorcami, w których opłaty za ciepło naliczono w oparciu o przelicznik walutowy. W sytuacji narastającego konfliktu między przedsiębiorstwem a odbiorcami gmina udostępniła swój majątek innemu dostawcy ciepła. Obecnie oddział podjął działania zmierzające do wyjaśnienia sytuacji i doprowadzenia do stabilizacji dostaw ciepła. Ciągłe jednak niepewne jest zasilanie w ciepło odbiorców z terenu tej gminy, a nawet zagrożone jest bezpieczeństwo dostaw ciepła.

Inną kategorią problemów, z jakimi muszą zmierzyć się gminy, jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego na swoim obszarze w sytuacji, gdy ogłoszono upadłość przedsiębiorstwa energetycznego, gdy zostało ono postawione w stan likwidacji lub ustanowiono nad nim zarząd komisaryczny. W wypadku zaistnienia którejkolwiek z wymienionych okoliczności proces zatwierdzenia taryfy ustalonej przez przedsiębiorstwo energetyczne staje się szczególnym wyzwaniem dla oddziału, gdyż konieczne jest zatwierdzenie w taryfie cen i stawek opłat z jednej strony uwzględniających trudną sytuację finansową przedsiębiorstwa, a z drugiej – potrzebę ochrony interesów odbiorców ciepła. Często w takich sytuacjach samorządy gminne upatrują w oddziale terenowym podmiotu władnego zapewnić ciągłość dostaw ciepła odbiorcom, co świadczy o nieznanomości roli oraz granic kompetencji tego organu.

Na koniec 2002 r. na terenie województwa śląskiego prowadziły działalność 4 koncesjonowane przedsiębiorstwa znajdujące się w stanie upadłości oraz jedno przedsiębiorstwo państwowe w postępowaniu naprawczym, z wyznaczonym zarządem komisarycznym. Dzięki zaangażowaniu oddziału eksploatację majątku jednego z upadających podmiotów przejęła gmina Mysłowice. Wobec postawienia w stan likwidacji innego przedsiębiorstwa w oddziale zorganizowano spotkanie pozostających w konflikcie przedstawicieli gminy Wojkowice, odbiorców ciepła i przedsiębiorstwa energetycznego. W takich sytuacjach pracownicy oddziału pełnią rolę mediatora, a dzięki obszernej wiedzy na temat lokalnych uwarunkowań technicznych mogą spełniać rolę doradców w procesie szukania optymalnych rozwiązań. Niestety, w tym przypadku została ogłoszona upadłość tego przedsiębiorstwa. Mimo to kontynuuje ono dostawy ciepła do odbiorców.

Należy podkreślić, że w przypadku większości takich przedsiębiorstw dostawy ciepła prowadzone są przede wszystkim na potrzeby socjalno-bytowe. Mając na uwadze zaniedbania i brak należytej troski ze strony

gmin oraz ochronę interesu odbiorców, a przede wszystkim zapewnienie im bezpieczeństwa energetycznego, oddział stale monitoruje wszystkie przedsiębiorstwa o niestabilnej sytuacji finansowej. Ze względu na sprawność procesu monitorowania szczególnie ważne jest usytuowanie regulatora w terenie.

W okresie sprawozdawczym prowadzono 37 postępowań administracyjnych w sprawie zmiany taryf dla ciepła. W 21 przypadkach wydano decyzje o zatwierdzeniu zmiany taryf (w 17 przypadkach zmiany dotyczyły terminu obowiązywania, a w 4 przypadkach związane były ze zmianą koncesji przedsiębiorstwa i wzrostem cen paliw). W 10 przypadkach postępowanie zakończyło się decyzją o odmowie zmiany taryfy. Sześć postępowań administracyjnych umorzono.

W 2002 r. wydano 7 decyzji o odmowie zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Przyczyny wydania decyzji o odmowie zatwierdzenia tej taryfy tkwiły w:

- nieuzasadnionym poziomie cen i stawek opłat,
- złych kryteriach podziału odbiorców na grupy taryfowe,
- obliczeniu jednostkowych kosztów, będących podstawą ustalenia stawek opłat za usługi przesyłowe zawarte w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, z naruszeniem zapisów ustawy – Prawo energetyczne, regulujących maksymalną wysokość wskaźnika udziału opłat stałych za usługi przesyłowe w łącznych opłatach za te usługi.

W tym miejscu należy zauważyć, że w wypadku wprowadzenia w życie proponowanych przez przedsiębiorstwa cen i stawek opłat odbiorcy ciepła z tych przedsiębiorstw zapłaciliby za pobierane ciepło średnio o ok. 24% więcej niż teraz.

Spośród przedsiębiorstw, które otrzymały decyzję o odmowie zatwierdzenia taryfy, 5 przedsiębiorstw przedstawiło następnie taryfy opracowane zgodnie z obowiązującymi przepisami, które zostały zatwierdzone. Na podkreślenie zasługuje fakt, że żadne przedsiębiorstwo energetyczne nie odwołało się od decyzji o odmowie zatwierdzenia taryfy do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W 2002 r. w stosunku do 13 przedsiębiorstw energetycznych, które posiadają koncesje, a które nie złożyły wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, wszczęto postępowania wyjaśniające. W wyniku tych postępowań do 31 grudnia 2002 r. 3 przedsiębiorstwa energetyczne wystąpiły z wnioskami o zatwierdzenie taryfy (2 z nich otrzymały decyzje o odmowie zatwierdzenia taryfy, w stosunku do trzeciego wydano postanowienie o zawieszeniu postępowania), 6 wniosków przedsiębiorstw energetycznych było w trakcie rozpatrywania, a 3 przedsiębiorstwa wystąpiły o cofnięcie koncesji. W stosunku do 1 przedsiębiorstwa trwa dalsze postępowanie wyjaśniające, mające na celu potwierdzenie faktu zaprzestania działalności koncesjonowanej.

Ten stan rzeczy w pewnym sensie będzie niezmienny wobec ruchu w procesie koncesjonowania. Dlatego ważnym zadaniem pracowników oddziału jest ciągły

monitoring tego zjawiska i odpowiednie reagowanie w celu pozostawienia jak najmniejszej liczby przedsiębiorstw poza zakresem regulacji, a tym samym ochrona odbiorców przed ponoszeniem nieuzasadnionych opłat za ciepło.

8.3.3. Zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej

Rok 2002 był trzecim z kolei, w którym Południowy Oddział Terenowy URE w Katowicach prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła bądź ich zmiany.

W roku 2002 wydano 6 decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, uznając tym samym tę energię za objętą obowiązkiem zakupu przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej. Średnia zatwierdzona cena energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2002 r. wyniosła 128,25 zł/MWh, przy czym średnia cena na napięciu wysokim wyniosła 127,53 zł/MWh, a na średnim – 131,24 zł/MWh. Na szczególną uwagę zasługuje fakt, że w taryfach zatwierdzonych ceny energii elektrycznej nie uległy zmianie w stosunku do cen zawartych w taryfach zatwierdzonych rok wcześniej. Pozostawienie cen energii elektrycznej na niezmiennym poziomie w kolejnym roku stosowania taryfy pozwoliło wyeliminować oczekiwany przez wytwórców wzrost cen, którzy zakładali, że energia elektryczna powinna zdrożeć o 4,5-30,4% (średnia cena energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu miała wzrosnąć do 158,49 zł/MWh, tj. o 23,6%). Przy podejmowaniu decyzji o zatwierdzeniu tych taryf należało wziąć pod uwagę fakt, iż te przedsiębiorstwa energetyczne są w komfortowej sytuacji, bo mają zabezpieczony zbyt energii elektrycznej w sytuacji nadwyżki mocy w kraju szacowanej na około 40%, co wskazuje na ich uprzywilejowaną pozycję na rynku elektroenergetycznym. Dlatego też powinny one szczególnie dążyć do poprawy efektywności funkcjonowania.

Brak wzrostu cen uzyskano poprzez zmniejszenie zaplanowanego przez te przedsiębiorstwa przychodu o 36,9 mln zł i weryfikowanie tym samym kosztów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem. Ponadto efektem działania regulatora było zmniejszenie wielkości sprzedaży energii elektrycznej objętej obowiązkiem zakupu przez przedsiębiorstwa świadczące usługi w zakresie przesyłania i dystrybucji. Nie uznano bowiem tej ilości energii elektrycznej, która wytwarzana jest przez jednostki wytwórcze w pseudokondensacji bądź kondensacji, co stanowiło łącznie 227 625 MWh. Oznaczało to kolejne zmniejszenie przychodów tych przedsiębiorstw energetycznych, a tym samym kosztów zakupu energii elektrycznej produkowanej przez te przedsiębiorstwa, przenoszonych następnie na wszystkich odbiorców w kraju, o 29,2 mln zł.

Opisane powyżej działania pozwoliły na uzyskanie, w procesie zatwierdzania taryf wytwórców energii elektrycznej, wymiernego efektu oszczędnościowego mierzonego kwotą łączną 66,1 mln zł, której nie musieli wydać odbiorcy energii elektrycznej. W celu dogłębniejszego zobrazowania tych działań podkreślić należy, że przy średniej zatwierdzonej cenie w wysokości 128,25 zł/MWh daje to wielkość 515 400 MWh, tj. tyle, ile wynosi średnie roczne zużycie energii elektrycznej np. w Hucie „Łaziska” SA lub około 206 tys. gospodarstw domowych (wielkość ta jest porównywalna z liczbą wszystkich odbiorców komunalnych zakwalifikowanych do grupy G11 w taryfie Zakładu Energetycznego Częstochowa SA).

Równie ważną kwestią, która miała wpływ na zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2002 r., było ustalenie stawki akcyzy na energię elektryczną w wysokości 0,02 zł/kWh. Niewątpliwie fakt ten wywarł wpływ na poziom cen energii elektrycznej, które proponowały w swoich taryfach przedsiębiorstwa wytwórcze. Z całą stanowczością należy stwierdzić, że wprawdzie podatek akcyzowy jest kosztem uzyskania przychodu, ale przyjęcie przez większość przedsiębiorstw uproszczonego założenia, że cena energii elektrycznej sprzedawanej przez nie wzrosnie dokładnie o 0,02 zł/kWh, tj. wprost o wysokość akcyzy, należy uznać za zachowanie, które jest wyrazem biernej postawy takiego przedsiębiorstwa w odniesieniu do całego systemu elektroenergetycznego kraju, a przede wszystkim do jego odbiorców. Pojawienie się dodatkowego kosztu, w pełni niezależnego od przedsiębiorstwa, powinno być równoważone przez nie działaniami efektywnościowymi zmierzającymi do obniżenia tych kosztów, na które to przedsiębiorstwo ma wpływ. Przeniesienie wprost kosztu podatku akcyzowego do ceny energii elektrycznej spowodowałoby bowiem, że koszt ten, w wysokości 19,8 mln zł, musieliby ponieść odbiorcy końcowi.

W 2002 r., właśnie w związku z wprowadzeniem podatku akcyzowego, 2 przedsiębiorstwa energetyczne wystąpiły z wnioskami o zmianę obowiązującej taryfy, w których przedstawiły nowe ceny energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, wyższe o 0,02 zł/kWh od cen zawartych w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE w roku 2001. Oba postępowania zakończyły się wydaniem decyzji o odmowie przyjęcia proponowanych zmian ze względu na naruszenie postanowień ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy. Jedno przedsiębiorstwo energetyczne wniosło odwołanie od wydanej decyzji.

Podkreślenia wymaga fakt, że we wszystkich postępowaniach w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej ustalono współczynniki korekcyjne adekwatne do możliwości poprawy efektywności funkcjonowania danego przedsiębiorstwa oraz do zmiany warunków prowadzenia przez nie działalności gospodarczej. Od wydanych w 2002 r. w oddziale decyzji

w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej zostały wniesione do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów 2 odwołania. Do końca 2002 r. jedno odwołanie nie zostało rozpatrzone, a drugie zostało odrzucone.

Ponadto w przypadku dwóch przedsiębiorstw energetycznych: Elektrociepłowni „Szopienice” Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach oraz Elektrociepłowni „Marcel” Sp. z o.o. z siedzibą w Radlinie, podjęto decyzje o zwolnieniu ich z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Dodatkowo w roku 2002, po dogłębnej analizie, w przypadku 2 przedsiębiorstw nie uznano energii elektrycznej przez nie wytwarzanej za energię objętą obowiązkiem zakupu ze względu na fakt, iż planowana średnioroczna sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną i ciepło łącznie nie przekroczyła 65%.

8.3.4. Rozstrzyganie spraw spornych

W 2002 r. prowadzono 41 postępowań administracyjnych w sprawach spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Spośród 27 spraw zakończonych decyzjami administracyjnymi (17 decyzji merytorycznych, 10 o umorzeniu postępowania) 5 dotyczyło ciepła, 21 energii elektrycznej, a 1 paliw gazowych. Pozostałych 14 spraw nie zakończono w okresie sprawozdawczym. W toku postępowań na wniosek strony wydano 2 postanowienia nakazujące podjęcie i kontynuowanie dostaw energii elektrycznej.

Ponadto wydano 3 postanowienia o zawieszeniu postępowania, 1 wniosek pozostawiono bez rozpoznania i w 1 przypadku zwrócono podanie.

Największą grupę postępowań prowadzonych w 2002 r. stanowiły postępowania, w wyniku których doszło do ustalenia treści umowy między stronami sporu. Dotyczyły one odmowy zawarcia, w tym i zmiany, umowy sprzedaży energii (energia elektryczna – 12 decyzji, ciepło – 3 decyzje), odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (3 decyzje), a także ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej (1 decyzja).

W szczególności od decyzji, w której ustalono warunki świadczenia usług przesyłowych energii elektrycznej, obie strony sporu wniosły odwołanie. Wnioskodawca w odwołaniu zarzucił decyzji naruszenie uciążliwych klauzul polegających m.in. na nałożeniu na niego obowiązku uiszczenia przedpłat za świadczoną usługę przesyłową i ustalenie ceny za sporną usługę przesyłową w wysokości określonej w zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie dla energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego. Z kolei przedsiębiorstwo energetyczne zarzuciło decyzji m.in. naruszenie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ze względu na nieuwzględnienie w niej faktu braku obowiązku zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych z powodu niespełnienia ekonomicznych warunków świadczenia

poprzez zignorowanie faktu istnienia ogromnych niezabezpieczonych długów wnioskodawcy wobec przedsiębiorstwa energetycznego z tytułu sprzedaży energii elektrycznej oraz świadczenia usług przesyłowych. W wyroku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów oddalił odwołania stron, stwierdzając m.in., iż przedsiębiorstwo energetyczne, zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne, w rozliczeniach z odbiorcami stosuje ceny i stawki opłat zawarte w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. Ponadto sąd stwierdził, że taryfa ma charakter wiążący dla Prezesa URE, który ustalając treść umowy, nie może przyjąć innych stawek niż taryfowe. Zdaniem sądu zasadne było wprowadzenie dekadowego systemu rozliczeń w sytuacji, gdy strony pozostawały ze sobą w konflikcie, zgłaszając wzajemne roszczenia finansowe.

Kolejną grupę spraw rozstrzyganych przez oddział stanowią sprawy sporne, dotyczące nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii (energia elektryczna – 5 decyzji, ciepło – 2 decyzje, paliwa gazowe – 1 decyzja). W jednym z przypadków ustalono, że wstrzymanie dostaw energii elektrycznej nie było nieuzasadnione, albowiem na terenie nieruchomości, do której dostarczana była energia elektryczna, miały być przeprowadzane prace rozbiórkowe, a wstrzymanie miało na celu zapewnienie bezpieczeństwa robót podczas przeprowadzanych czynności rozbiórkowych. Wnioskodawca wniósł odwołanie od powyższej decyzji, które zostało odrzucone przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Z kolei w innej sprawie spornej, dotyczącej nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, uznano za nieuzasadnione wstrzymanie, którego przedsiębiorstwo energetyczne dokonało pod nieobecność odbiorcy ponad 4 miesiące po stwierdzeniu domniemanego nielegalnego poboru tej energii. Prokuratura rejonowa umorzyła dochodzenie w sprawie popełnienia przestępstwa z art. 278 § 1 i 5 Kodeksu karnego, polegającego na kradzieży energii elektrycznej. Fakt wstrzymania dostaw potraktowano jako działanie zmierzające do wymuszenia zapłaty naliczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej. Żadna ze stron nie wniosła odwołania od powyższej decyzji.

Powodami umarzania postępowań jako bezprzedmiotowych było w szczególności samodzielne zakończenie sporu przez strony w czasie trwania postępowania oraz brak właściwości Prezesa URE do rozstrzygania danej sprawy, co ujawniono w trakcie prowadzenia postępowania. W szczególności Prezes URE nie jest właściwy w spornych kwestiach dotyczących współwłasności, jak również w kwestiach związanych z realizacją warunków umowy. Są to zagadnienia cywilnoprawne i powinny być przedmiotem rozstrzygnięcia w postępowaniu cywilnym.

W toku kilku postępowań w sprawach spornych przeprowadzano rozprawy administracyjne. Rozprawa administracyjna umożliwia zebranie w jednym miejscu i czasie wszystkich uczestników postępowania, co

pozwala na bezpośrednią wymianę poglądów w sprawie istoty postępowania, uzgodnienie stanowisk stron i skrócenie czasu załatwienia sprawy. Warto zauważyć, że dla prawidłowości przeprowadzania postępowań administracyjnych istotne znaczenie ma czynny udział stron w każdym stadium postępowania, w tym możliwość przeglądania przez strony akt sprawy, a także zagwarantowanie stronie prawa do wypowiedzenia się co do zebranych materiałów i dowodów oraz zgłoszonych żądań przed wydaniem decyzji. Niemale znaczenie ma zatem istnienie w terenie oddziału, bo pozwala to na znaczne „skrócenie drogi” podmiotów do urzędu.

W ramach działań regulacyjnych dotyczących rynków ciepłowniczego, elektroenergetycznego oraz gazowniczego rozpatrzono 106 skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, z czego 36 skarg dotyczących ciepła, 68 skarg dotyczących energii elektrycznej i 2 skargi dotyczące gazu. Często powtarzającymi się tematami skarg były zagadnienia wysokości cen i stawek opłat. W odpowiedziach na te skargi wyjaśniano wnioskodawcom mechanizmy kształtowania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu, każdorazowo w wypadku przesłania faktury rozliczeniowej, sprawdzano prawidłowość zastosowania taryfy przez dane przedsiębiorstwo energetyczne, jednocześnie pouczając wnioskodawcę, że w kwestiach spornych dotyczących wzajemnych rozliczeń, organem właściwym do orzekania jest sąd powszechny.

Kolejnym zagadnieniem była kwestia aktualizacji umów sprzedaży energii, wynikająca z realizacji obowiązków koncesyjnych przedsiębiorstw energetycznych. Wnioskodawcy w pismach tych nie wnosili o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, a jedynie prosili o wyjaśnienie poszczególnych zapisów umów.

Wśród wpływających skarg odnotowano również skargi dotyczące przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców. Skargi dotyczyły zarówno sfery technicznej (zakłócenia w sieci, spadki napięć), jak i terminowości rozpatrywania przez przedsiębiorstwa wniosków lub reklamacji odbiorców. Oddział udzielał również wyjaśnień odbiorcom w zakresie zasad i trybu sprawdzania prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Oddzielną grupę stanowią skargi dotyczące przyłączenia podmiotów do sieci energetycznych. Zapytania dotyczyły poprawności zastosowania taryf w zakresie ustalania opłat za przyłączenie. W wielu przypadkach, po zwróceniu się do przedsiębiorstwa energetycznego o wyjaśnienie zaistniałej sytuacji, przedsiębiorstwa energetyczne podejmowały kroki zmierzające do prawidłowego zastosowania taryf.

W roku 2002 oddział otrzymał również 14 skarg indywidualnych odbiorców na spółdzielnie mieszkaniowe lub administratorów budynków. Skarżącym wyjaśniano, że Prezes URE nie jest organem właściwym do ingerowania w stosunki łączące indywidualnego odbiorcę w lokalu

z podmiotem dostarczającym ciepło, który nie jest przedsiębiorstwem energetycznym oraz sugerowano zwrócenie się o wyjaśnienie sposobu rozliczeń za dostarczone ciepło do zarządów spółdzielni.

Do oddziału wpływały także pisma przesyłane do wiadomości urzędu. W wielu przypadkach, mimo braku wyraźnego zażądania przez wnioskodawcę podjęcia działań, oddział zwracał się do przedsiębiorstwa energetycznego o wyjaśnienie zaistniałej sytuacji.

8.3.5. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W okresie sprawozdawczym oddział przeprowadził kontrole realizacji warunków nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w udzielonych im koncesjach. Część kontroli przeprowadzono w ramach prowadzonych 69 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła oraz w trakcie analizowania nadesłanych sprawozdań z wykonania warunków koncesyjnych. Łącznie przeprowadzono kontrole w 32 przedsiębiorstwach energetycznych, w tym 1 w siedzibie koncesjonariusza i 1 o charakterze interwencyjnym.

W toku czynności kontrolnych ustalono, iż 22 kontrolowane przedsiębiorstwa nie złożyły sprawozdań z realizacji warunków prowadzenia koncesjonowanej działalności gospodarczej za rok 2001, które miały obowiązek przedstawić, zgodnie z zapisami koncesyjnymi, do 15 kwietnia 2002 r. Ponadto inne ujawnione nieprawidłowości dotyczyły niepowiadomienia Prezesa URE o konsolidacji i nierealizowaniu procesu wyposażenia punktów dostawy ciepła w urządzenia pomiarowo-kontrolne.

W wyniku przeprowadzonych kontroli w przedsiębiorstwach, w których stwierdzono nieprawidłowości, wszczęto postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

Przeprowadzona kontrola interwencyjna, dotycząca niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców ciepła, ujawniła:

- niezapewnienie obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
- przekroczenie dopuszczalnych odchyłeń parametrów nośnika.

Oddział wskazał przedsiębiorstwu, iż jest zobowiązane do ścisłego przestrzegania standardów jakościowych obsługi odbiorców ciepła poprzez nieprzekraczanie odchyłeń natężenia przepływu nośnika ciepła i jego temperatury powyżej wartości określonych stosownymi przepisami, co w efekcie doprowadzi do utrzymania właściwego komfortu cieplnego w ogrzewanych obiektach i ponoszenia przez odbiorcę opłat za ciepło adekwatnych do tego komfortu.

Kontrola przeprowadzona w 6 przedsiębiorstwach energetycznych skutkowałą wystosowaniem wezwań o wyjaśnienia dotyczące realizacji zobowiązań zawartych w koncesjach. Przedsiębiorstwa te wystąpiły następnie o zmianę koncesji i prolongatę terminu realizacji zo-

bowiązań dotyczącego wyposażenia węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji. Jedną z kontroli, w siedzibie podmiotu, zakończyła się niestwierdzeniem uchybień w zakresie kontrolowanej problematyki.

b) standardy jakościowe obsługi odbiorców energii elektrycznej

W 2002 r. przeprowadzono 2 kontrole dotyczące standardów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej, w tym 1 w siedzibie przedsiębiorstwa energetycznego. Kontrola w siedzibie podmiotu zakończyła się niestwierdzeniem uchybień w zakresie kontrolowanej problematyki. Również kontrola dotycząca standardów jakościowych obsługi odbiorców przeprowadzona w trakcie rozpatrywania skarg nie doprowadziła do stwierdzenia nieprawidłowości.

c) prawidłowość stosowania taryf

Monitoring prawidłowości stosowania taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne oddział prowadzi w sposób ciągły w toku postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, a także w wyniku rozpatrywania skarg odbiorców dotyczących wysokości cen i stawek opłat.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono 75 kontroli w zakresie prawidłowości stosowania taryf dla ciepła i energii elektrycznej. 44 kontrole dotyczyły energii elektrycznej, w tym 1 została przeprowadzona w siedzibie przedsiębiorstwa energetycznego, a 31 ciepła. W wyniku kontroli ustalono, że 7 przedsiębiorstw energetycznych nie przedłożyło Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy dla ciepła, a 1 przedsiębiorstwo energetyczne nie przedłożyło taryfy dla energii elektrycznej. W stosunku do tych przedsiębiorstw wszczęto postępowania administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej.

W efekcie działań 6 spośród skontrolowanych przedsiębiorstw opracowało taryfy dla ciepła i przedłożyło Prezesowi URE do zatwierdzenia, a więc wyeliminowano sytuację, w której odbiorca płaci za ciepło po cenach pozostających poza kontrolą regulatora. Jedno przedsiębiorstwo energetyczne nie przedłożyło Prezesowi URE taryfy dla ciepła do zatwierdzenia, ale uczyni to niezwłocznie po zakończeniu procesu restrukturyzacji i dokonaniu odpowiednich zmian w posiadanych koncesjach.

Pozostałe kontrole przeprowadzono podczas rozpatrywania skarg odbiorców na przedsiębiorstwa energetyczne. Kontrole miały na celu ustalenie prawidłowości rozliczeń za ciepło lub energię elektryczną między odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym, prawidłowości stosowania cen i stawek opłat, w tym za przyłączenie do sieci. Kontrole dotyczyły również prawidłowości przyporządkowania odbiorców do poszczególnych grup ustalonych w taryfach. Nie potwierdziły się zarzuty stawiane przez odbiorców, ponieważ nie stwierdzono niezgodności stosowanych cen i stawek opłat z cenami i stawkami zatwierdzonymi w taryfach,

o czym szczegółowo informowano odbiorców i wyjaśniano im to.

d) kwalifikacje pracowników przedsiębiorstw energetycznych

W 8 przedsiębiorstwach energetycznych oddział przeprowadził kontrole dotyczące przestrzegania obowiązku posiadania przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych kwalifikacji potwierdzonych świadectwem kwalifikacyjnym wydanym przez komisje kwalifikacyjne. W wyniku przeprowadzonych działań kontrolnych stwierdzono, że w 4 przedsiębiorstwach energetycznych osoby zatrudnione bezpośrednio przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych posiadają odpowiednie kwalifikacje, potwierdzone świadectwem kwalifikacyjnym. W 4 przedsiębiorstwach stwierdzono zaś nieprawidłowości i wszczęto postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, które nie zakończyły się w roku 2002. Nieprawidłowości polegały na zatrudnianiu osób, które nie posiadały wymaganych kwalifikacji, przez okres kilkumiesięczny oraz na posługiwaniu się świadectwem nieważnym z mocy prawa oraz sfałszowanym zaświadczeniem kwalifikacyjnym.

Również w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła oddział prowadził także monitoring w 56 przedsiębiorstwach energetycznych co do posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach.

Ponadto w wyniku przeprowadzonej kontroli, dotyczącej zatrudniania przez przedsiębiorstwa energetyczne osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci z ważnymi świadectwami kwalifikacyjnymi, stwierdzono uchybienia w działalności komisji kwalifikacyjnych, o czym powiadomiono Departament Przedsiębiorstw Energetycznych URE w Warszawie.

e) utrzymywanie stanu zapasów paliw

W trakcie 69 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła Oddział realizował monitoring przestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw w 33 przedsiębiorstwach energetycznych.

8.3.6. Nakładanie kar pieniężnych

W okresie sprawozdawczym wszczęto 37 postępowań o wymierzenie kary pieniężnej przedsiębiorstwom energetycznym. W trakcie rozpatrywania skarg odbiorców oraz w konsekwencji przeprowadzonych kontroli, o których mowa powyżej, i stwierdzonych w ich wyniku nieprawidłowości oddział w 2002 r. wydał 30 decyzji administracyjnych o orzekaniu nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorstwa energetyczne na łączną kwotę 588 625,91 zł.

Siedem decyzji dotyczyło nałożenia kar pieniężnych na przedsiębiorstwa energetyczne za stosowanie cen i stawek opłat za ciepło niezatwierdzonych przez

Prezesa URE na łączną kwotę 386 040,35 zł. Strony postępowania nie złożyły odwołań do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Pięć przedsiębiorstw uiszczyło nałożone kary, w jednym przypadku, mimo uprawnienia kara nie została uiszczona i wysłano upomnienie. W wypadku 1 przedsiębiorstwa postępowanie administracyjne, w sprawie rozłożenia na raty kary pieniężnej, nie zostało zakończone do 31 grudnia 2002 r.

Jedna decyzja dotyczyła nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorstwo energetyczne za stosowanie taryfy dla energii elektrycznej z pominięciem obowiązku jej przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia na kwotę 78 906,81 zł. Przedsiębiorstwo to nie uiszczyło kary i odwołało się od decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Dwadzieścia dwie decyzje dotyczyły wymierzenia kar pieniężnych za nieprzebranie wykonania warunków koncesyjnych na łączną kwotę 123 678,75 zł, w tym 19 decyzji dotyczyło wymierzenia kar za nieprzedstawienie sprawozdań z realizacji warunków koncesyjnych za 2001 r., które to przedsiębiorstwa energetyczne miały obowiązek przedstawić, zgodnie z zapisami koncesyjnymi, do 15 kwietnia 2002 r. Pozostałe 3 decyzje o wymierzeniu kary pieniężnej dotyczyły: niepowiadomienia Prezesa URE o konsolidacji, niezrealizowania zadania wyposażenia punktów dostawy ciepła w urządzenia pomiarowo-kontrolne i niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Ukarani uiszczyli nałożone na nich kary w terminie przewidzianym prawem.

W przypadku 3 przedsiębiorstw energetycznych wydano decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary pieniężnej. W trakcie postępowania wyjaśniającego oddział ustalił, że 2 przedsiębiorstwa nie uzyskały przychodu z tytułu działalności koncesjonowanej w poprzednim roku podatkowym, 1 przedsiębiorstwo postawiono w stan upadłości, a kara pieniężna i równocześnie cofnięcie przez Prezesa URE na wniosek przedsiębiorstwa koncesji nie spełniłyby swojej funkcji prewencyjnej.

Wszystkie wymierzone kary miały spełnić cele prewencji ogólnej w zakresie społecznego ich oddziaływania, a także cele zapobiegawcze i wychowawcze, w tym zapobiec naruszaniu w przyszłości przez przedsiębiorstwa energetyczne norm prawnych.

8.4. Pozostała działalność oddziału

W oddziale w godzinach pracy urzędu, a także w ramach funkcjonowania punktu konsultacyjnego, pracownicy realizowali zadania z zakresu upowszechniania wiedzy o prawie energetycznym, w szczególności udzielali informacji w sprawach:

- dotyczących standardów jakościowych obsługi odbiorców energii oraz zasad udzielania upustów i bonifikat z tytułu ich niedotrzymania,
- związanych z wyjaśnieniem zasad rozliczania odbiorców za pobraną energię oraz aktualnie obowiązujących taryf,

- zasad przyłączania odbiorców do sieci,
- uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (dostępu do sieci, tzw. zasada TPA),
- związanych z wyjaśnieniem zasad i trybu przeprowadzania przez przedsiębiorstwa energetyczne kontroli układów pomiarowych, dotrzymywania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń, jak również wyjaśnianiem kwestii sporządzania protokołów kontroli i możliwości zgłaszania umotywowanych zastrzeżeń,
- wyjaśniania procedur stosowanych przez Prezesa URE w sprawach spornych,
- wyjaśnienia funkcjonowania systemów rozliczeń za energię elektryczną opartych na przedpłatowych układach pomiarowo-rozliczeniowych,
- właściwości stosownych organów administracji publicznej oraz sądów, jak również organów ścigania w przypadkach braku właściwości Prezesa URE,
- dotyczących zagadnień związanych z przyłączeniem do sieci odnawialnych źródeł energii oraz zakresem obowiązku zakupu tej energii.

Konsultacje udzielane były zarówno profesjonalnym podmiotom, jak i osobom fizycznym będącym indywidualnymi odbiorcami energii. Konsultacje przeprowadzono bezpośrednio w siedzibie oddziału, telefonicznie, jak również na drodze korespondencji pisemnej. Przykładowo w 2002 r. tylko w sprawach związanych z energią elektryczną odbyło się 45 spotkań z odbiorcami tej energii, w szczególności dotyczących treści umów sprzedaży energii elektrycznej oraz kwestii związanych z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej.

Tematem konsultacji często było zabezpieczenie dostaw energii do rejonów objętych restrukturyzacją górnictwa i hutnictwa. Problem nierzadko dotyczy znacznych obszarów miast lub dzielnic i przyzakładowych osiedli mieszkaniowych.

Przykładem może być dzielnica miasta Katowice – Giszowiec, której mieszkańcy zwrócili się do Prezesa URE o wyjaśnienie kwestii procedury przyłączenia zabytkowej części tej dzielnicy do nowo budowanej sieci elektroenergetycznej GZE SA. W zakresie ciepła przykładem takim jest przejęcie przez gminę Mysłowice koncesjonowanej działalności, polegającej na wytwarzaniu ciepła, od postawionego w stan upadłości przedsiębiorstwa ściśle związanego z przemysłem wydobywczym.

Nierzadko efektem tych kontaktów było podjęcie przez oddział określonych działań, zmierzających do wszczęcia postępowania we wskazanej sprawie. Niekiedy też wskazówki udzielone stronom doprowadzały do porozumienia bez konieczności władczego rozstrzygnięcia konfliktu przez Prezesa URE.

W 2002 r. przeprowadzano również spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych, podczas których najczęściej poruszane były: sprawy związane z konstrukcją taryf, zmiany w obowiązujących przepisach, treści umów sprzedaży energii oraz problemy przedsiębiorstw, związane z wprowadzeniem do stosowania już zatwierdzonej taryfy. W szczególności wąpli-

wości budził zapis art. 45b ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy.

Powyższe działania zmierzają do pogłębiania zaufania obywateli do Urzędu Regulacji Energetyki oraz wzrostu świadomości co do swych praw oraz możliwości ich egzekwowania, by tym samym odbiorca stał się partnerem przedsiębiorstwa energetycznego. Takie działania oddziału wpływają na zmianę mentalności przedsiębiorstwa energetycznego, które do tej pory nierzadko traktowało odbiorcę jako „zło konieczne”.

W 2002 r. kontynuowano współpracę z organami właściwymi w sprawach przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję.

Efektem współpracy z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów z województwa śląskiego było przekazanie wniosków i skarg odbiorców do oddziału oraz skierowanie odbiorców do oddziału, a także udzielanie rzecznikom na bieżąco wyjaśnień dotyczących obowiązujących przepisów Prawa energetycznego i rozporządzeń wykonawczych. Rzecznicy konsumentów przekazali 13 skarg odbiorców na działanie przedsiębiorstw energetycznych. Główne problemy poruszane w tych pismach dotyczyły wysokości opłat za dostarczoną energię, standardów jakościowych obsługi klientów oraz treści umów sprzedaży energii. W ramach kompetencji oddział niezwłocznie podejmował dalsze działania w celu wyjaśnienia sprawy.

Współpraca z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów w większości przypadków polegała na wymianie informacji w zakresie prowadzonych postępowań administracyjnych i miała miejsce głównie w przypadku spraw spornych.

W 2002 r. współpracowano również z wojewodami oraz gminami w zakresie zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną i ciepło. Na bieżąco rozwiązywano problemy pojawiające się w trakcie postępowań w sprawach: zatwierdzania taryf i udzielania koncesji, skarg zgłaszanych do oddziału przez odbiorców, względnie zgłaszanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Współpraca dotyczyła m.in. kondycji ekonomicznej przedsiębiorstw, kwestii nadzoru właścicielskiego nad przedsiębiorstwami czy też koordynacji planów inwestycyjnych przedsiębiorstw z polityką państwa, województwa i samorządów.

9. Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie

Zasięg terytorialny oddziału obejmuje obszary województw małopolskiego i podkarpackiego, o powierzchni ponad 33 000 km² i populacji przekraczającej 5,3 mln osób, podzielone administracyjnie odpowiednio na 182 i 159 gmin.

W oddziale pracuje 16 osób, w tym: 9 inżynierów, 3 ekonomistów i 3 prawników. W 2002 r. 2 osoby konty-

nuowały udział w seminariach doktoranckich z zakresu prawa, 1 osoba kontynuowała studia w Podyplomowym Studium Rachunkowości i Finansów w Akademii Ekonomicznej w Krakowie oraz 1 w Podyplomowym Studium Administracji na Uniwersytecie Warszawskim. Pracą oddziału kieruje dyrektor Marian Kania.

9.1. Charakterystyka lokalnego sektora energetycznego

W 2002 r. na obszarze działania oddziału nie nastąpiły istotne zmiany w liczbie przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w paliwa i energię. Na 31 grudnia 2002 r. 518 przedsiębiorstw energetycznych, mających siedzibę na terenie działania oddziału, posiadało co najmniej 1 koncesję, łącznie zaś – 590 koncesji (tabela 12).

Proces restrukturyzacji własnościowej i organizacyjnej w przemyśle, w wyniku którego następuje wydzielanie – w formie odrębnych podmiotów – wydziałów energetycznych z zakładów chemicznych, metalurgicznych, kopalń itp. lub łączenie przedsiębiorstw prowadzących działalność w różnych województwach, powoduje znaczne zmiany w ilościach ciepła i energii elektrycznej, podlegających kontroli w ustalonych taryfach.

Na terenie działania oddziału funkcjonuje 5 elektrociepłowni, w których wytwarza się energię elektryczną i ciepło w pełnym skojarzeniu (średnia sprawność wytwarzania powyżej 65%), oraz 6 elektrociepłowni o skojarzeniu poniżej 65%.

Przedsiębiorstwa energetyczne dysponują w sumie 9 700 MW zainstalowanej mocy cieplnej (łącznie dla celów ciepłowniczych i produkcji energii elektrycznej) oraz 2 600 MW zainstalowanej mocy elektrycznej, w tym ok. 520 MW w pełnym skojarzeniu z produkcją ciepła.

Wytwarzaniem ciepła zajmuje się 78 przedsiębiorstw, w tym 50 przedsiębiorstw dysponuje mocą cieplną zainstalowaną w zakresie 10-200 MW, a 8 – mocą powyżej 200 MW.

Najwięksi producenci energii elektrycznej i ciepła na terenie oddziału to: Elektrownia „Skawina” i Elektrownia „Stalowa Wola” oraz Elektrociepłownia „Kraków”. W EC „Kraków” moc cieplna zainstalowana w kotłach energetycznych pracujących dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wynosi 1 224 MW, moc elektryczna generatorów – 460 MW, a moc cieplna kotłów

wodnych 780 MW. Elektrownia „Skawina” jest zasadniczo szczytowym źródłem energii elektrycznej: moc zainstalowana generatorów to 590 MW, roczna sprzedaż energii elektrycznej – 1,8 mln MWh, a sprzedaż ciepła – 2,7 mln GJ. W Elektrowni „Stalowa Wola” moc zainstalowana generatorów wynosi 350 MW; dwa turbogeneratory o łącznej mocy zainstalowanej 100 MW produkują energię elektryczną w skojarzeniu z produkcją ciepła. Roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 790 tys. MWh, a ciepła – 2 500 tys. GJ.

Jednym z większych przedsiębiorstw energetycznych w Polsce, eksploatującym odnawialne źródło ciepła, jest PEC „Geotermia Podhalańska SA” w Zakopanem. Planowana sprzedaż ciepła wynosi 200 tys. GJ/rok przy zamówionej mocy cieplnej wynoszącej 25 MW. Osiągalną moc cieplną eksploatowanych źródeł geotermalnych ocenia się na 40 MW. Odwierty geotermalne o temperaturze wypływającej wody wynoszącej 86°C (wydajność osiągalna – 700 m³/h) współpracują z kotłownią szczytową opalaną gazem ziemnym o mocy 36 MW.

9.2. Odbiorcy paliw, energii i ciepła

Największymi odbiorcami paliw i energii na terenie działania oddziału są: Huta im. T. Sendzimira w Krakowie, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach oraz Firma Chemiczna Dwory w Oświęcimiu.

Największymi odbiorcami gazu średniociśnieniowego są: Krośnieńskie Huty Szkła – 49 mln m³/rok, Firma Oponiarska Dębica – 38,5 mln m³/rok, SGL Carbon w Nowym Sączu – 8 mln m³/rok, Huta Szkła Gospodarczego Tadeusz Wrześniak w Ładnej k/Tarnowa – 7,6 mln m³/rok, oraz Deco-Glass w Krośnie – 6,7 mln m³/rok. Największym odbiorcą gazu z sieci wysokoprężnej są Zakłady Azotowe w Tarnowie, pobierające ok. 40 tys. m³ gazu na godzinę.

Wśród komunalnych odbiorców ciepła największymi odbiorcami są: Zarząd Budynków Komunalnych w Krakowie, zamawiający ponad 180 MW mocy, przy zużyciu ciepła wynoszącym ok. 1 mln GJ/rok, oraz Rzeszowska Spółdzielnia Mieszkaniowa, zamawiająca 74 MW mocy cieplnej, przy zużyciu ciepła wynoszącym ponad 572 tys. GJ/rok.

Tak samo jak w 2001 r., w 2002 r. uprawnienia do zakupu ciepła z wykorzystaniem zasady TPA posiadało kilkudziesięciu odbiorców z dwóch największych ośrodków miejskich na terenie działania oddziału, tj.

Tabela 12. Zestawienie wydanych koncesji w zależności od rodzaju prowadzonej działalności

Rodzaj prowadzonej działalności	Liczba koncesji
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót energią elektryczną	46
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót ciepłem	111
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót paliwami gazowymi	14
Wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót paliwami płynnymi	419
Ogółem	590

Krakowa i Rzeszowa. Nie zanotowano, by uprawnienia te były wykorzystywane.

Uprawnienia w zakresie dostaw energii elektrycznej z wykorzystaniem zasady TPA w 2002 r. posiadało 90 odbiorców, a w zakresie dostaw gazu z sieci średnio-prężnych – 2 odbiorców. Na wykorzystanie swoich uprawnień nie zdecydował się żaden odbiorca.

9.3. Działalność regulacyjna

Działania regulacyjne, realizowane w ramach posiadanych kompetencji, polegają na regulowaniu ekonomicznym oraz prawno-administracyjnym. Regulowanie ekonomiczne obejmuje zatwierdzanie i kontrolowanie taryf, a regulowanie prawno-administracyjne związane jest z udzielaniem koncesji i rozstrzyganiem sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz uprawnieniami i obowiązkami kontrolnymi.

9.3.1. Koncesjonowanie

W 2002 r. obowiązki oddziału zastały rozszerzone o prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawach udzielenia przez Prezesa URE koncesji lub promesy koncesji na wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz na obrót ciepłem, a także na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

W oddziale w 2002 r. wydano 51 decyzji, dotyczących: udzielenia (9), zmiany (28), cofnięcia (7) i wygaśnięcia (7) koncesji.

Wydane na wniosek strony decyzje w sprawie udzielenia koncesji obejmowały: 3 decyzje dotyczące wytwarzania ciepła, 4 decyzje dotyczące przesyłania i dystrybucji ciepła, 1 decyzję dotyczącą obrotu ciepłem oraz 1 decyzję dotyczącą wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła – łącznie 8 przedsiębiorstwom.

Wydano również 28 decyzji zmieniających udzielone koncesje, w tym 16 decyzji o zmianie koncesji na wytwarzanie ciepła, 10 decyzji o zmianie koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 1 decyzję o zmianie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także 1 decyzję o zmianie okresu obowiązywania promesy na wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła – łącznie dla 22 przedsiębiorstw. Zmiany zostały dokonane, wszystkie na wniosek strony, w związku ze zmianą formy prawnej przedsiębiorstwa, zmianą rodzaju paliwa w istniejącym źródle ciepła, zmianą ilości sieci ciepłowniczych, a przede wszystkim w związku ze zmianą zakresu udzielonych koncesji w wyniku zmiany mocy źródła ciepła. Podjęte przez przedsiębiorstwa działania, skutkujące zmianami w zakresie mocy źródła ciepła, są głównie wynikiem zapisu w § 18 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053), który obowiązuje przedsiębiorstwa posia-

dające nadwyżki zainstalowanej mocy cieplnej w stosunku do wykorzystywanej do ograniczania kosztów stałych do celów kalkulacji jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła.

W 2002 r. w związku z zaprzestaniem prowadzenia działalności gospodarczej zostało cofniętych na wniosek strony 7 koncesji wydanych 5 przedsiębiorstwom, w tym 3 koncesje na wytwarzanie ciepła, 2 koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 2 koncesje na obrót ciepłem. Powodem było zaprzestanie prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie objętym obowiązkiem posiadania koncesji (wypowiedzenie umów przez odbiorców, sprzedaż majątku).

Ponadto wydano 7 decyzji o wygaśnięciu koncesji. W tych decyzjach, wydanych na wniosek strony w trybie art. 162 § 1 pkt 1 K.p.a., stwierdzono wygaśnięcie, jako bezprzedmiotowych, udzielonych przedsiębiorstwom koncesji ze względu na fakt prowadzenia przez poszczególne przedsiębiorstwa działalności gospodarczej polegającej, na zaopatrzeniu w ciepło, w myśl przepisu art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie nie wymagającym uzyskania koncesji (tj. ograniczenia przez odbiorców ciepła zamówionej mocy cieplnej do wielkości nie przekraczającej 1 MW).

9.3.2. Zatwierdzanie taryf

Do 31 grudnia 2002 r. na 111 przedsiębiorstw energetycznych, posiadających koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, 96 przedsiębiorstw, tj. 86,5%, prowadziło tę działalność, posiadając zatwierdzone taryfy. Taryfy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną nie posiadało 1 przedsiębiorstwo koncesjonowane.

Zatwierdzono 16 pierwszych, 20 drugich, 22 trzecie i 2 czwarte taryfy dotyczące działalności ciepłowniczej, wydano 36 decyzji o zatwierdzeniu korekty taryf oraz 1 decyzję o odmowie zatwierdzenia taryfy. W ramach regulacji elektroenergetyki zatwierdzono 5 taryf dla energii elektrycznej przedsiębiorstw wytwarzających tę energię w pełnym skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Ponadto wydano 12 decyzji o umorzeniu postępowania, w tym 9 dla ciepła i 3 dla energii elektrycznej.

W 2002 r. kontrolą objęto łącznie ponad 77% ciepła wytwarzanego (25 PJ) i ponad 44% ciepła podlegającego przesyłaniu i dystrybucji (12,5 PJ).

W 15 przypadkach, uznając działalność przedsiębiorstw za ustabilizowaną, ustalono współczynniki korekcyjne na okres powyżej 2 lat.

W wyniku weryfikacji przez oddział planowanych kosztów, przedstawianych przez przedsiębiorstwa jako uzasadnienie ustalonych cen i stawek opłat, uzyskano obniżenie obciążenia odbiorców opłatami za ciepło na kwotę ponad 19 mln zł – w warunkach porównywalnych z warunkami w roku 2001. Daje to, wobec planowanej dla tych warunków sumy przychodów wynoszącej ponad 680 mln zł, średnią obniżkę obciążenia o 2,8%.

Ponadto warto zwrócić uwagę na następujące dane: – w 12 przedsiębiorstwach w wyniku weryfikacji usta-

Tabela 13. Zestawienie średnich cen i stawek opłat w zł/GJ oraz średnioważonych ich wzrostów, wynikających z taryf zatwierdzonych w 2002 r.

Województwo	Wytwarzanie [zł/GJ]	Wytwarzanie wzrost w %	Przesył [zł/GJ]	Przesył wzrost w %	Wytwarzanie + przesył [zł/GJ]	Wytwarzanie + przesył wzrost w %
Małopolskie	19,63	5,01	5,49	5,33	25,12	5,05
Podkarpackie	23,70	5,58	9,15	5,43	32,85	5,55
Płd.-Wsch. OT	20,42	5,20	6,73	5,50	27,15	5,25

lono taryfy, w których nastąpiło obniżenie średniego obciążenia odbiorców o 1,2-13%.

- średnie wzrosty cen i stawek opłat, wynikające łącznie z zatwierdzonych taryf, wynoszą 5,2%, jeśli chodzi o wytwarzanie ciepła, oraz 5,5%, jeśli chodzi o przesył i dystrybucję.

Dane szczegółowe zawiera tabela 13.

Przedstawione dane mają jedynie charakter statystyczny i nie mogą służyć do porównań z danymi wyznaczonymi na podstawie taryf zatwierdzonych w innych okresach regulacji, które dotyczyły innych przedsiębiorstw energetycznych, o odmiennej strukturze i zakresie działalności.

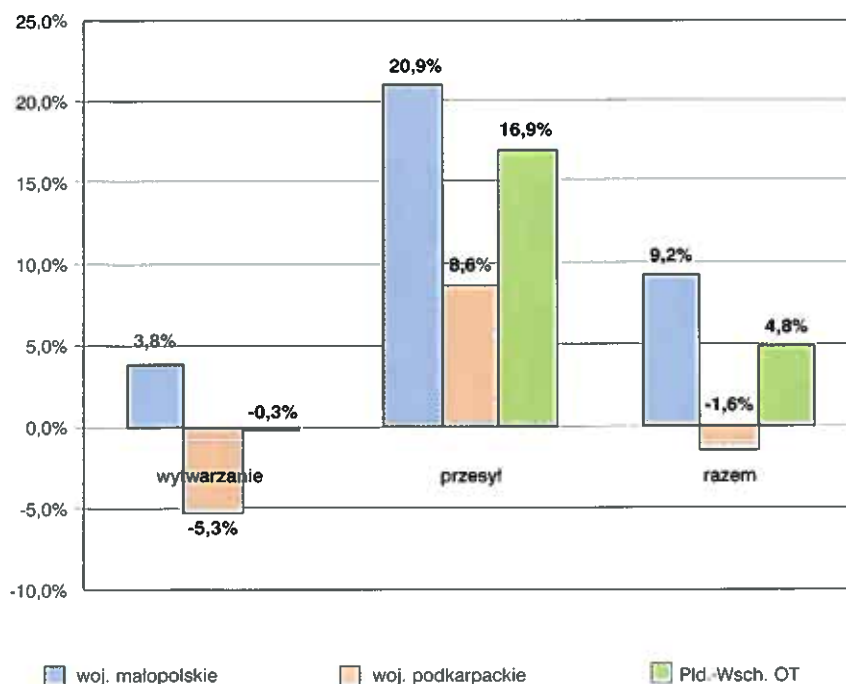
Objaśnia to przykład średnioważonej stawki opłaty przesyłowej dla województwa małopolskiego, która w przypadku taryf zatwierdzonych w 2002 r. osiągnęła 5,49 zł/GJ, podczas gdy w 2001 r. wynosiła 10,98 zł/GJ. Na tak znaczną różnicę tych wielkości bezpośredni wpływ ma zatwierdzona w 2001 r., na trzy lata, przy średniej stawce przesyłowej wynoszącej 12,62 zł/GJ, taryfa MPEC w Krakowie, przesyłającego i dystrybuującego ponad

1/3 ciepła sprzedawanego na terenie działania oddziału. Zasadniczy wpływ na średni poziom stawki opłaty przesyłowej w tym województwie, wynikający z taryf przedsiębiorstw poddanych regulacji w 2002 r., ma taryfa przedsiębiorstwa Energetyka Dwory w Oświęcimiu, którego udział w sprzedaży wynosi ok. 10,5% ze średnią stawką opłaty przesyłowej w wysokości (tylko) 3,20 zł/GJ.

Na stosunkowo niski średni poziom cen ciepła w województwie małopolskim, wyznaczony na podstawie cen ustalonych w taryfach zatwierdzonych w 2002 r., decydujący wpływ mają niskie ceny ciepła wytwarzanego głównie dla celów przemysłowych przez przedsiębiorstwa Energetyka „Dwory” oraz Zakłady Azotowe w Tarnowie, wynoszące odpowiednio 15,26 zł/GJ i 13,74 zł/GJ.

Przytoczone dane wskazują, iż średnioważone ceny i stawki opłat, określane na podstawie taryf zatwierdzanych w poszczególnych latach, nie mogą służyć do bezpośrednich porównań efektów regulacji. Ponadto należy wziąć pod uwagę to, że działalność ciepłownicza

Rysunek 31. Porównanie średnich cen wytwarzania i stawek opłat przesyłowych dla odbiorców komunalnych do średnich wielkości dla wszystkich odbiorców



przedsiębiorstw przemysłowych dla celów technologicznych charakteryzuje się całkowicie odmiennymi warunkami niż sprzedaż ciepła dla celów komunalnych.

W przypadku Energetyki Dwory łączna opłata za ciepło i jego przesył dla odbiorców przemysłowych wynosi 18,46 zł/GJ. Natomiast dla odbiorców komunalnych z Oświęcimia, zaopatrywanych w ciepło za pośrednictwem PEC Oświęcim, gdy suma stawek opłaty przesyłowej obu przedsiębiorstw wynosi średnio 17,29 zł/GJ, łączna opłata za ciepło osiąga 32,55 zł/GJ.

W celu oceny wpływu zaopatrzenia w ciepło odbiorców przemysłowych na poziom średnich cen i stawek opłat dokonano analizy obciążenia wyłącznie odbiorców komunalnych. Dla potrzeb analizy wydzielono po 51 przedsiębiorstw działających głównie na rzecz odbiorców komunalnych, co stanowi 74,3% ilości sprzedaży ciepła dla wytwarzania oraz 76,7% dla przesyłania i dystrybucji.

Rysunek 31 potwierdza, iż ceny i stawki opłat dla odbiorców komunalnych są wyższe niż wielkości średnie dla wszystkich odbiorców. Szczególnie dotyczy to przesyłania i dystrybucji ciepła, bo średnie stawki opłat przesyłowych dla odbiorców komunalnych są wyższe o 16,9% od średnich dla wszystkich odbiorców. Wynika to głównie z zakresu świadczonych usług przesyłowych, który w przypadku odbiorców komunalnych najczęściej dotyczy przesyłu i dystrybucji z grupowych węzłów cieplnych z wewnętrznymi instalacjami odbiorczymi, zaś w przypadku odbiorców przesyłowych najczęściej opłata dotyczy tylko przesyłu ciepła.

W województwie podkarpackim średnia cena wytworzenia ciepła dla odbiorców komunalnych, niższa o 5,3% od średniej ceny z wszystkich taryf, jest efektem stosowania

wania w źródłach przemysłowych droższych paliw, głównie gazu ziemnego.

Biorąc pod uwagę dane ze wszystkich obowiązujących 31 grudnia 2002 r. taryf, uwzględniając również zastosowanie przez przedsiębiorstwa współczynników X_r , algorytmy dla sieci zasilanych z kilku źródeł oraz sumując stawki opłat przesyłowych w przypadku, gdy całkowity przesył ciepła realizowany jest przez różne przedsiębiorstwa, poniżej zestawiono średnie opłaty dla odbiorcy końcowego w miastach na obszarze działania oddziału, w których sprzedaż ciepła dla odbiorców komunalnych jest wyższa niż 100 tys. GJ/rok.

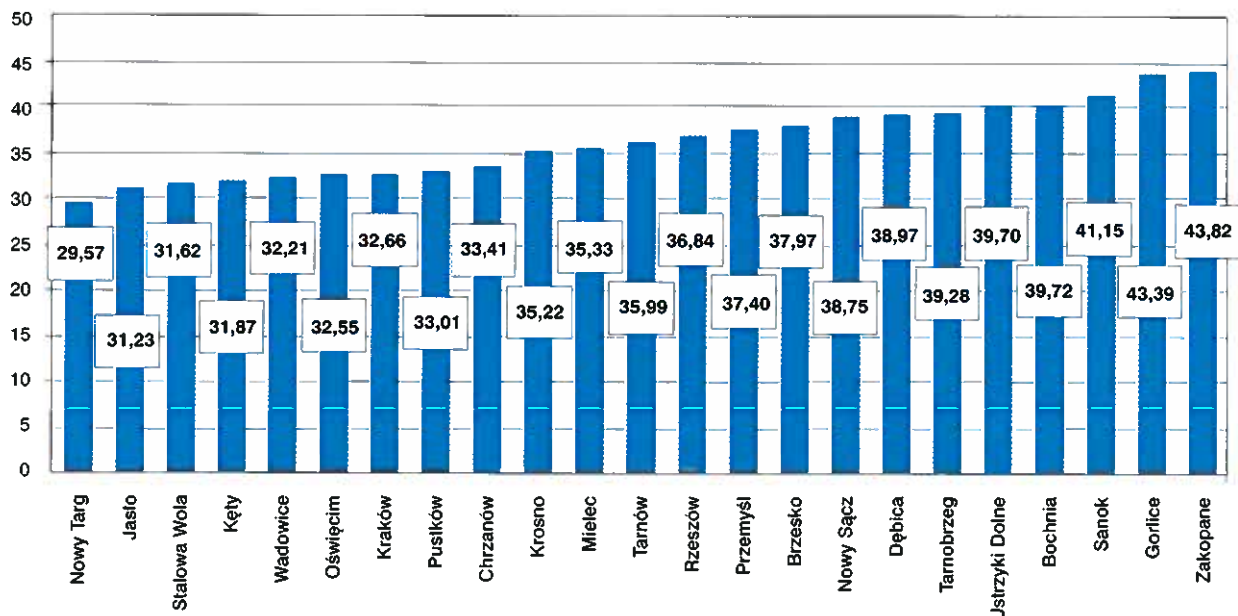
Najwyższy poziom ceny ciepła w Zakopanem jest wynikiem obciążeń kosztami inwestycji oraz znacznymi kosztami energii elektrycznej zużywanej do pompowania wody gorącej ze źródeł geotermalnych na odległość ok. 10 km przy różnicy poziomów wynoszącej ponad 100 m.

Oceniając przedstawiony na rysunku 32 diagram, należy mieć na względzie to, iż w różnych miastach stosowane są różne rodzaje paliwa oraz różny jest zakres usług przesyłania i dystrybucji ciepła.

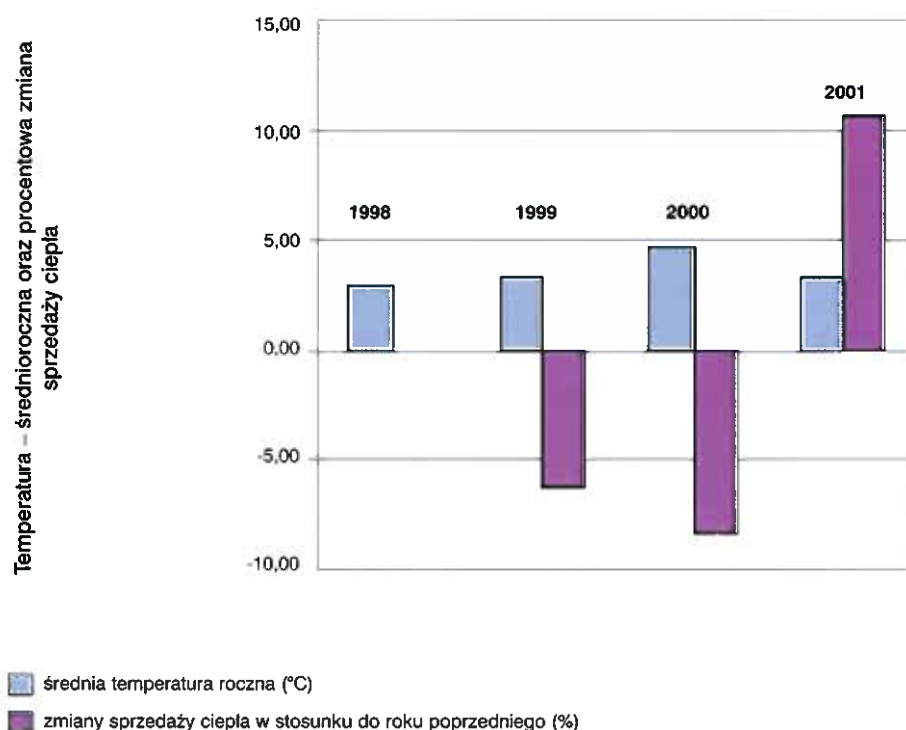
Uzyskane podczas już 4 okresów regulacji doświadczenie oddziału pozwala na formułowanie pewnych wniosków uogólniających.

Kolejne taryfy przedsiębiorstw opracowywane są już w większości w sposób profesjonalny, zgodnie z przepisami i ustaloną procedurą. Dokonywana w postępowaniu weryfikacja kosztów, polegająca na szczegółowym i wnikliwym ich badaniu oraz ocenie, powoduje, że maleje liczba popełnianych błędów czy prób nieuzasadnionego ich powiększania. Skutkiem tego jest efekt dokonanego w 2002 r. obniżenia obciążenia

Rysunek 32. Ceny ciepła dla odbiorcy końcowego (komunalnego) w miastach o zapotrzebowaniu ciepła powyżej 100 tys. GJ/rok



Rysunek 33. Zmiany sprzedaży ciepła w funkcji temperatury średniorocznej



żenia odbiorców, będący wynikiem kontroli wniosków taryfowych, w wysokości tylko 19 mln zł w porównaniu do 46 mln zł uzyskanych w 2001 r. Obniżenie obciążenia odbiorców o 19 mln zł spowodowało, że średni wzrost cen i stawek opłat, wynikający z taryf zatwierdzonych w 2002 r., spadł z 8,04 do 5,25%, czyli poniżej inflacji w 2001 r.

Kilkuletnie doświadczenie potwierdza również wadliwość rozwiązania przyjętego w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła, w którym ustalono, że ceny i stawki opłat wyznacza się na podstawie ilości wytworzonego i sprzedanego ciepła oraz wielkości zamówionej mocy cieplnej według stanu na ostatni dzień roku poprzedzającego pierwszy rok stosowania taryfy. Przepis ten pomija oczywisty fakt, że możliwe są znaczne zmiany w rocznej ilości sprzedanego ciepła w zależności od warunków atmosferycznych.

Problem ilustruje przykład jednego z przedsiębiorstw ciepłowniczych z obszaru działania oddziału, przedstawiony za pomocą rysunku 33.

Wykazana kilkunastoprocentowa zmiana sprzedaży ciepła zależna od rocznych zmian temperatury wpływa bezpośrednio na kalkulację cen i stawek opłat, stając się dla odbiorców lub przedsiębiorstwa źródłem nieuzasadnionego zysku lub nieuzasadnionych strat.

Wyeliminowanie opisanej sytuacji wymaga zmiany w sposobie kalkulacji jednostkowych kosztów poprzez przyjęcie do obliczeń średniego zużycia ciepła z kilku lat. Łącznie z rozszerzeniem praktyki zatwierdzania taryf na okresy dwu-, trzyletnie, dałoby to przedsiębiorstwom

szansę na racjonalne planowanie działalności w okresach kilkuletnich.

9.3.3. Rozstrzygnięcie spraw spornych

W 2002 r. kontynuowano 7 postępowań administracyjnych wszczętych w latach 2000-2001 w sprawie rozstrzygnięcia sporów określonych w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wszczęto też 7 nowych postępowań w tym zakresie. Były to spory dotyczące: odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (2 sprawy), nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej (2 sprawy) i ciepła (1 sprawa) oraz odmowy zawarcia umowy sprzedaży ciepła (2 sprawy). Łącznie prowadzono 14 postępowań w tym zakresie. Zakończono 8 spraw, wydając 7 decyzji merytorycznych i 1 decyzję o umorzeniu postępowania ze względu na zawarcie przez strony ugody podczas rozprawy administracyjnej. Od decyzji odwołano się w 3 przypadkach i spory te trafiły na wokandę Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Ponadto wydano 2 postanowienia w sprawie kontynuacji dostaw energii elektrycznej oraz 1 postanowienie w sprawie kontynuacji dostaw ciepła.

W okresie sprawozdawczym do oddziału wpłynęło 135 pism odbiorców, zawierających prośby o wyjaśnienia lub interwencje w sprawie działań przedsiębiorstw energetycznych. Pisma odnosiły się w ujęciu sektorowym do dostarczania energii elektrycznej (65), ciepła (59) i paliw gazowych (11).

Analizując treść pytań lub żądań odbiorców zawartych w tych pismach, można zauważyć znaczący w porównaniu z 2001 r. spadek liczby tych dotyczących udzielenia

wyjaśnień odnośnie do stosowania nowych zasad rozliczeń za energię elektryczną, ciepło lub gaz. Zmniejszyła się również liczba pism dotyczących dostaw ciepła od indywidualnych odbiorców w lokalach budynków wielolokalowych, których zarządcami są spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe itp. Pojawiły się za to pisma dotyczące kosztów pokrycia modernizacji instalacji, zbadania prawidłowości naliczonych opłat za ciepło i energię elektryczną pod kątem zgodności z taryfą, uzasadnienia kosztów i opłat za wyniesienie układu pomiarowego na zewnątrz budynku itp.

9.3.4. Działalność kontrolna

a) warunki prowadzenia działalności koncesjonowanej

W 2002 r. przeprowadzono kontrolę przedsiębiorstw koncesjonowanych, funkcjonujących na obszarze działania oddziału, pod kątem wywiązywania się przez nie z obowiązku przedstawienia Prezesowi URE corocznego sprawozdania z działalności koncesjonowanej. Wobec 24 przedsiębiorstw energetycznych, które tego obowiązku nie dopełniły, wszczęto postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. W efekcie wymierzono karę pieniężną 22 przedsiębiorstwom.

Ponadto w wyniku przeprowadzonych bieżących kontroli dokonanych na podstawie skarg i informacji odbiorców wszczęto 7 postępowań o wymierzenie kary pieniężnej. Dotyczyło to 6 przypadków stosowania cen i taryf bez dopełnienia obowiązku przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia. W 1 przypadku przedsiębiorstwo odmówiło udzielenia wyjaśnień. Postępowania zakończono wymierzeniem kar pieniężnych. Ze względu na złożenie odwołań dwie z wydanych decyzji nie są ostateczne.

b) parametry jakościowe dostaw

Przeprowadzono 3 kontrole parametrów dostaw energii elektrycznej oraz w 3 przypadkach rozwiązano problemy dotyczące parametrów jakościowych dostaw ciepła. Interwencja oddziału doprowadziła do rozwiązania przez przedsiębiorstwa energetyczne powstałych problemów oraz dokonania przeglądu urządzeń energetycznych u odbiorców. W 4 przypadkach nie stwierdzono, aby przedsiębiorstwa nie dotrzymywały standardów jakościowych dostaw ciepła i energii elektrycznej, bo albo analiza całości dowodów nie dawała podstaw do takiej oceny, albo, jak w innym przypadku, problem wynikał ze złego ustalenia mocy przyłączeniowej przez odbiorcę, albo, jak w pozostałych sprawach, żądania odbiorcy były nieuzasadnione lub ich adresatem de facto nie było przedsiębiorstwo energetyczne, lecz zarządca budynku wielolokalowego.

9.3.5. Nakładanie kar pieniężnych

W 2002 r. wydano 30 decyzji o wymierzeniu kar pieniężnych, w tym:

- 6 decyzji za dokonanie przewinień określonych w art. 56 ust. 1 pkt 5 (stosowanie ceny i taryfy, bez dopełnienia

obowiązku przedstawienia ich do zatwierdzenia Prezesowi URE),

- 22 decyzje za dokonanie przewinienia z art. 56 ust. 1 pkt 12 (nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji polegało w tym przypadku na nieprzedłożeniu Prezesowi URE w terminie do 15 kwietnia corocznego sprawozdania z działalności koncesjonowanej),
- 1 decyzja za dokonanie przewinienia z art. 56 ust. 1 pkt 2 (tj. za nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw),
- 1 decyzja za dokonanie przewinienia z art. 56 ust. 1 pkt 7 (tj. za odmowę udzielenia informacji, o których mowa w art. 28).

Ponadto w 3 przypadkach postępowania umorzono. Łącznie wymierzono kary pieniężne na sumę 239 400 zł.

9.4. Pozostała działalność oddziału

a) spotkania z odbiorcami

W 36 przypadkach udzielono bezpośrednich wyjaśnień na temat stosowania zasad określonych w ustawie – Prawo energetyczne. Pytania dotyczyły m.in. stosowania taryf dla ciepła, energii elektrycznej i gazu, zasad refakturowania, kosztów przebudowy istniejącej sieci niskiego napięcia, rozliczenia indywidualnych odbiorców w lokalach budynków wielolokalowych. Wyjaśnienia w tych sprawach udzielone były odbiorcom w siedzibie oddziału terenowego.

b) współpraca z rzecznikami konsumentów

Kontynuowano działanie uruchomionego 5 listopada 2001 r. punktu konsultacyjnego, w którym dyżuruje prawnik oddziału terenowego.

Warto wskazać to, że w wyniku postępowania wyjaśniającego, prowadzonego na podstawie interwencji rzecznika konsumentów w 2001 r., w 2002 r. ukarano 1 przedsiębiorstwo energetyczne za przewinienie określone w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne. Decyzja ta stała się ostateczna.

Ponadto w każdy pierwszy poniedziałek miesiąca dyrektor oddziału przyjmuje interesantów w sprawie skarg i wniosków.

c) spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych i samorządów

Pracownicy oddziału odbyli 55 spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych oraz 4 z zarządami gmin. Celem tych spotkań było omówienie spraw związanych z konstrukcją taryf, ze zmianami w obowiązujących przepisach, z treścią umów sprzedaży ciepła, z problemami merytorycznymi dotyczącymi postępowania taryfowego itp.

Spotkania z zarządami gmin miały na celu wyjaśnienie problemów powstających przy zatwierdzaniu taryf przedsiębiorstw komunalnych. Chodziło zwłaszcza o obciążenia podatkowe, potrzebne inwestycje czy konieczność racjonalizacji kosztów bezpośrednio rzutu-jących na obciążenie odbiorców.

Część III. REGULATOR A INNE ORGANY PAŃSTWA

1. Współdziałanie Prezesa URE w kształtowaniu polityki energetycznej

Podczas wypełniania funkcji regulacyjnych konieczna jest współpraca z różnymi instytucjami, nie tylko przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami energii, ale również z innymi organami władzy. W ubiegłym roku Prezes URE stale współdziałał z parlamentem, Radą Ministrów, władzą sądowniczą oraz organami kontrolnymi.

Dla jakości transformacji polskiej gospodarki najistotniejsze znaczenie mają z pewnością rządowe dokumenty o charakterze programowym, będące swoistymi wytycznymi i jednocześnie sposobem konsumowania dotychczasowych doświadczeń, wynikających m.in. z procesu reformowania polskiej energetyki.

Na początku 2002 r. podstawową płaszczyzną refleksji i rekomendacji stały się prace nad „Informacją o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez Rząd w tym zakresie” przygotowywaną wspólnie w Ministerstwie Gospodarki i Urzędzie Regulacji Energetyki na potrzeby debaty sejmowej.

W „Informacji...” zidentyfikowane zostały czynniki kształtujące poziom bezpieczeństwa energetycznego, takie jak: stopień zrównoważenia popytu i podaży na energię oraz paliwa, charakterystyka struktury bilansu nośników energii, stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw, wielkość zapasów paliw, stan techniczny tzw. infrastruktury energetycznej oraz uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych. Określono działania zmierzające do stworzenia takich warunków prawno-ekonomicznych, które wymuszałyby niezawodność dostaw, konkurencyjność przedsiębiorstw energetycznych oraz spełnienie wymagań ochrony środowiska. Wśród zapowiadanych działań rządu za najważniejsze uznano:

- zrewidowanie „Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020”,
- opracowanie programu szerokiej restrukturyzacji i prywatyzacji sektora paliwowo-energetycznego,
- doprowadzenie do połączenia elektrowni z kopalniami węgla brunatnego,
- przeprowadzenie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych,
- wdrożenie rzeczywistej konkurencji w sektorze wytwarzania,
- prowadzenie monitoringu wdrażania i przebiegu reform sektora.

Stanowisko prezentowane przez Prezesa URE dotyczyło przede wszystkim istoty bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz pożądanej struktury zużycia paliw pierwotnych, w tym obniżenia udziału prognozowanej wielkości zużycia gazu ziemnego.

Wręcz z postępującą globalizacją i włączaniem Polski w strukturę Unii Europejskiej zmienia się i zmieniać się

będzie zasadniczo treść kategorii bezpieczeństwa energetycznego. W coraz większym stopniu będzie miało ono ekonomiczny, a nie tak jak dziś, techniczny wymiar. Postępujące urynnowienie polskiej gospodarki, dostęp do nowoczesnej techniki i technologii w zakresie szeroko rozumianej energetyki, możliwość prowadzenia różnej działalności gospodarczej na różnych rynkach towarowych i finansowych umożliwiają realizację niemal wszystkich zamierzeń rozwojowych, w tym także zakupu dóbr inwestycyjnych i niezbędnego dlań zaopatrzenia materiałowego oraz zaspokojenia popytu finalnego odbiorców paliw i energii. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabierają aspekty ekonomiczno-finansowe, związane z poziomem i tempem wzrostu cen oraz kondycją zarówno przedsiębiorstw energetycznych, jak i ich odbiorców.

Sprawy te muszą być postrzegane w więzi przyczynowo-skutkowej, a tym samym zawsze muszą być rozpatrywane łącznie. Wiadomo bowiem, iż pogorszenie się stanu finansów w sektorze energetyki może stać się przyczyną perturbacji w realizacji dostaw paliw i energii. Z drugiej zaś strony obciążanie odbiorców wysokimi płatnościami za energię i jej dostawy może spowodować wzrost należności, zatory płatnicze, upadłość odbiorców i w konsekwencji zmniejszenie odbioru energii. Sytuacje tego rodzaju mogą znacząco wpływać na stan bezpieczeństwa energetycznego. Istotne w tym zakresie są więc zasady cenotwórstwa obowiązujące w energetyce.

Istotą tych zasad jest powiązanie cen energii i cen usług jej dostawy z rzeczywiście poniesionymi przez przedsiębiorstwo energetyczne kosztami. Ustawa – Prawo energetyczne mówi o tzw. kosztach uzasadnionych, do których zalicza koszty funkcjonowania, modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska. Zwraca uwagę na odmiennność tego typu mechanizmu cenotwórstwa od mechanizmów obowiązujących w innych sektorach gospodarki. Najistotniejsza różnica polega na wliczaniu z góry w ceny energii i usług jej dostaw wspomnianych kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska. Oznacza to, iż wszelkie inwestycje podejmowane w sektorze obciążają odbiorców i tym samym odbywają się na ich ryzyko, a nie, jak ma to miejsce w przedsiębiorstwach działających na rynkach konkurencyjnych, na ryzyko inwestora.

Taki mechanizm cenotwórstwa ma służyć umocnieniu bezpieczeństwa energetycznego, w praktyce zaś często bywa nadużywany i służy umacnianiu monopolistycznej pozycji poszczególnych podsektorów energetyki, a w konsekwencji prowadzi do pogorszenia sytuacji ekonomicznej zarówno odbiorców przemysłowych, jak i gospodarstw domowych.

„Informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego oraz działaniach podejmowanych przez Rząd w tym zakresie” przyjęta została przez Sejm RP 25 sty-

cznia 2002 r. Wnioski wypływające z dokumentu posłużyły do dalszych prac nad kolejnymi programami rządowymi.

Wśród nich na szczególną uwagę zasługują prace nad nowelizacją przyjętych przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 r. „Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020”. Niespełna dwuletni okres obowiązywania tego dokumentu przyniósł wiele krytycznych uwag pod jego adresem, których zasadnicza część była zgłaszana już na etapie uzgodnień. „Założenia...” miały poważne mankamenty, m.in. błędne przesłanki i prognozy energetyczne, złe koncepcje dywersyfikacji tzw. źródeł energii pierwotnej i zupełnie śladowe koncepcje przekształceń i wizji docelowej struktury własnościowej oraz funkcjonalnej sektora energii. Poważnym błędem było przyjęcie konwencji ekstensywnej jako podstawy budowy strategii rozwoju. Większość tekstu i cały materiał liczbowy dotyczyły strony podaźowej i bez wątpienia służyły udowodnieniu z góry przyjętych tez, zapewniających energetykom zachowanie uprzywilejowanej i dominującej pozycji w gospodarce. Okolicznością dodatkową były nadmiernie optymistyczne założenia makroekonomiczne przyjęte podczas prac nad tym dokumentem.

Całkowitej dezaktualizacji uległa zawarta w dokumencie polityka przekształceń własnościowych w sektorze energetycznym. Istotne było zatem wskazanie kierunku rozwoju polityki właścicielskiej i programu działań prywatyzacyjnych, przynajmniej średniookresowych. Należało również wyeliminować z dokumentu wszelkie dwuznaczności, dające różnym grupom zawodowym możliwość formułowania roszczeń pod adresem rządu i Skarbu Państwa.

Wymaganą cechą dokumentów o strategicznym charakterze jest zwięzłość, klarowność i przejrzystość politycznych intencji rządu i sposobów ich realizacji. W omawianym dokumencie było to niemal zupełnie niewidoczne, zasadnicza treść ginęła bowiem w nadmiarze ogólnych i często oczywistych stwierdzeń i deklaracji.

Wymienione krytyczne uwagi zostały wykorzystane w pracach nad „Oceną realizacji i korektą Założeń polityki energetycznej Polski do 2002 r. wraz z załącznikami”. W dokumencie tym potwierdzono, że generalnym celem polityki energetycznej Polski jest bezpieczeństwo energetyczne kraju, przy czym uprzednią (z 2000 r.) jego definicję, jako stanu umożliwiającego pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię zrygoryzowano dodając, że musi się to odbywać w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony przy przestrzeganiu wymagań ochrony środowiska. Po raz pierwszy zadeklarowano, że długookresowa strategia zapewnienia tego bezpieczeństwa będzie się opierała przede wszystkim na zwiększonym udziale w międzynarodowym podziale pracy, a prowadzić do tego będzie wykorzystywanie postępujących procesów integracyjnych na europejskim rynku energii.

Podstawowa korekta polityki energetycznej polega na tym, że za cel strategiczny krótko- i średnioterminowy uznano redukcję kosztów funkcjonowania energetyki

i jednoczesną poprawę stanu bezpieczeństwa energetycznego. Środkiem realizacji ma być kontynuowanie rynkowej transformacji systemowej. Rząd zadeklarował, że będzie prowadził politykę konsekwentnej budowy konkurencyjnych rynków energii, wyznaczoną ustawą – Prawo energetyczne i dyrektywami Unii Europejskiej.

W dokumencie „Ocena realizacji i korekta...” oraz w jego załączniku nr 3 „Obywatel, rynek, konkurencja – Przekształcenia organizacyjne, strukturalne i własnościowe sektora paliwowo-energetycznego” wymieniono szereg działań, głównie w obszarze polityki regulacyjnej i właścicielskiej, które powinny doprowadzić do wzrostu efektywności polskiej energetyki. Do najważniejszych można zaliczyć:

- 1) ukierunkowanie procesu przekształceń organizacyjnych, funkcjonalnych i własnościowych na jakość obsługi i oferowanych usług, na osiągnięcie racjonalnych cen energii – korzystnych dla gospodarki krajowej i konkurencyjnych wobec cen energii wytwarzanej za granicą – uwzględniających również potrzebę zwrotu kapitału zainwestowanego w sektor energetyczny,
 - 2) wspomaganie przedsiębiorstw energetycznych będących własnością Skarbu Państwa w procesach restrukturyzacji poprzez wzmacnianie ich siły ekonomicznej i zdolności adaptacyjnych do sytuacji i działań na otwartym rynku europejskim,
 - 3) wyrobienie poczucia odpowiedzialności przedsiębiorców za stan ekonomiczno-finansowy przedsiębiorstw energetycznych i poprawę efektywności gospodarowania,
 - 4) upowszechnienie informacji o warunkach i tendencjach rozwojowych w energetyce wśród potencjalnych inwestorów krajowych i zagranicznych,
- a przede wszystkim szybkie uruchomienie mechanizmów rynkowych w energetyce, co jest pewnym celem pośrednim, w istocie zaś instrumentem realizacji podstawowych celów polityki energetycznej.

A zatem został zarysowany program dalszej, głębokiej restrukturyzacji sektora energii, który ma jednak nadal wiele konceptualnych obszarów do wypełnienia¹⁾.

Prezes URE, współuczestnicząc w wypracowaniu powyższego dokumentu, kładł szczególny nacisk na konieczność zmiany kierunku restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego. Jedną z kwestii wzbudzających największe emocje był i pozostaje problem integracji pionowej stojącej w sprzeczności z założeniem, że jedynie rozdzielenie przedsiębiorstw wytwórczych i dystry-

1) Wypełnieniem realizacyjnym tego postulatu jest m.in. praca Zespołu ds. Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziarnego, dotycząca przede wszystkim koncepcji rozwiązania problemu kosztów osieroconych, związanych z kontraktami długoterminowymi (KDT): poprzez wewnętrzną kompensatę w ramach grupy BOT oraz poprzez sekurytyzację pozostałych KDT; oraz koncepcji racjonalnej konsolidacji nadmiernie rozdrobionej elektroenergetyki, ale również opracowanie modelu podziału monopolisty gazowego na funkcjonalne, dostosowane do wymagań rynku przedsiębiorstwa.

bucyjnych umożliwi uruchomienie efektywnego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej. Proces restrukturyzacji powinien być ukierunkowany na tzw. integrację poziomą, polegającą na łączeniu przedsiębiorstw w obrębie jednego podsektora. Przemawiają za tym, z jednej strony, w intencji Rządu, immanentne potrzeby polskiej gospodarki, związane z wykreowaniem silnych ekonomicznie podmiotów będących w stanie sprostać europejskiej konkurencji, z drugiej zaś – zamierzenia Komisji Europejskiej ogłoszone 25 listopada 2002 r. w Brukseli, związane z budową jednolitego europejskiego rynku energii, w przypadku którego tzw. *unbundling*, czyli rozdzielenie działalności wytwórczej, przesyłowej i dystrybucyjnej, jest jedną z podstawowych zasad. Nie ulega jednak wątpliwości, iż integracja pionowa byłaby swoistym kołem ratunkowym, i to tylko okresowym, dla podsektora wytwarzania, na domiar złego, niezwykle kosztownym, oznaczającym przyzwolenie dla bycia nieefektywnym.

Tezy zawarte w przyjętej przez Radę Ministrów 2 kwietnia 2002 r. „Ocenie i korekcie Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku” dały podstawę do opracowania dwóch kolejnych dokumentów rządowych dotyczących sektora elektroenergetyki w Polsce.

Pierwszy z nich, „Aktualizacja Programu Wprowadzania Konkurencyjnego Rynku Energii Elektrycznej w Polsce”, precyzuje sposoby postępowania podczas realizowania przyjętych w założeniach polityki energetycznej celów strategicznych.

Niezadowolające efekty reform w energetyce to wynik przede wszystkim tego, że dotychczas, w całym okresie transformacji, elektroenergetyka skutecznie obroniła uprzywilejowaną pozycję w gospodarce, zachowując korzyści płynące z monopolistycznej pozycji, mimo tego, że działała już w otoczeniu gospodarki rynkowej. Interes branży okazał się silniejszy niż interes publiczny.

Współcześnie żaden rynek nie jest żywiołowy, co oznacza, że posiadają one swoje reguły i swoją infrastrukturę zarówno prawną, jak i instytucjonalno-funkcjonalną. Szczególne ograniczenia, a co zatem idzie i bardziej zindywidualizowane regulacje, są stosowane w przypadku takich segmentów rynku, które mają m.in. nietypową strukturę dostawców (monopol), lub gdy w grę wchodzi dobra użyteczności publicznej. Elektroenergetyka w Polsce wypełnia te kryteria, jest jednak dopiero na początku tworzenia wszystkich niezbędnych przesłanek skutecznego funkcjonowania rynku. Przy tym wiele uprzednich działań nie było właściwie zaprogramowanych, a część – konsekwentnie realizowana. Najprawdopodobniej to jest istotną przyczyną ograniczonych na razie korzyści z trwających reform. Inną przyczynę stanowi to, że w koncepcjach konkurencyjnego rynku energii zbyt mało uwagi zwrócono, a być może nawet całkowicie to pomijano, na pewne istotne osobliwości (cechy) energii w ogóle i jej różnych mediów jako przedmiotu rynkowego obrotu, w tym i energii elektrycznej.

Podstawowym założeniem proponowanego w dokumencie docelowego modelu rynku energii jest istota stosunków towarowych do energetyki, tj. wskazanie podstawowego towaru oraz relacji związanych z jego pośrednictwem. Oddzielenie energii elektrycznej jako towaru od jej dostawy jako usługi oraz oddzielne wycenianie tych dwóch składników determinuje, gdzie i w jakim zakresie można promować konkurencję w energetyce, a gdzie trzeba poprzestać na innych, pozarynkowych sposobach podwyższania efektywności gospodarowania. Nie można również w tym kontekście zapominać o tak ważnych cechach energii, jak np. brak substytucyjności, sztywność popytu w krótkim okresie, a nawet swego rodzaju sztywność podaży ze względu na komplementarność wobec praktycznie wszystkich innych dóbr i towarów, relatywnie bardzo wysoka kapitałochłonność, itd.

Podejmowane przez władze działania zmierzają do zapewnienia równego prawa wszystkim uczestnikom rynku, swobodnego do niego dostępu oraz swobody kształtowania cen w wyniku równoważenia popytu i podaży. W dokumencie wymienione są w szczególności następujące działania, które muszą być podjęte w pierwszej kolejności:

- nowelizacja regulacji prawnych,
- likwidacja ograniczeń mechanizmu konkurencji w podsektorze wytwarzania,
- zdefiniowanie obowiązków operatora systemu przesyłowego,
- redefinicja uczestników rynku, ich funkcji oraz wzajemnych relacji,
- wprowadzenie pojęć energetycznych do standardów księgowości, ułatwiających identyfikację kosztów uzasadnionych oraz stopniowe eliminowanie subsydiowania skrośnego,
- upowszechnienie postaw prorynkowych.

Pewne jest to, że najistotniejszym działaniem w tym zakresie będzie kolejna próba rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych.

Drugi dokument, „Program Realizacji Polityki Właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w Odniesieniu do Sektora Elektroenergetycznego”, zakłada przeprowadzenie restrukturyzacji w przedsiębiorstwach energetycznych będących własnością Skarbu Państwa w celu wzmocnienia ich siły ekonomicznej i zdolności adaptacyjnych, wspierania ekspansji polskich przedsiębiorstw energetycznych i podejmowania przez nie działalności na konkurencyjnym europejskim rynku energetycznym. Program zmian organizacyjnych ukierunkowany jest na funkcjonowanie dwóch dużych wytwórców energii elektrycznej, co umożliwi wykorzystanie efektu skali i synergii, przy jednoczesnym zachowaniu niezbędnego poziomu konkurencji w podsektorze. Jednocześnie zakłada się utworzenie pięciu dużych spółek w wyniku konsolidacji podsektora dystrybucji energii elektrycznej oraz wydzielenie sfery obrotu energią elektryczną, co zapewni obniżenie kosztów działalności, a także rozszerzenie oferty

usług kierowanej do odbiorców oraz podniesienie ich jakości.

W trakcie dyskusji nad kształtem dokumentu zarysowały się pewne wątpliwości i powstały spory koncepcyjne. Pierwszy kontrowersyjny temat to utworzenie tzw. BOT, holdingu powstałego z połączenia Elektrowni „Bełchatów”, Elektrowni „Opole”, Elektrowni „Turów” oraz Kopalni Węgla Brunatnego „Bełchatów” i Kopalni Węgla Brunatnego „Turów”. Grupa skonsolidowanych przedsiębiorstw stanowiłaby zasób Skarbu Państwa, będący gwarantem bezpieczeństwa energetycznego i prawidłowego funkcjonowania rynku. Dwa podmioty mające wejść w skład grupy BOT (EI „Opole” i EI „Turów”) należą do najnowocześniejszych w kraju, jednak na skutek poczynionych inwestycji elektrownie te są obciążone wysokimi kosztami finansowymi, które obok poziomu kosztów wynikających z nadmiernego zakresu zrealizowanych inwestycji uniemożliwiają im efektywne funkcjonowanie na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej.

Kontrowersje wzbudziła również propozycja wyodrębnienia spółek obrotu. Koncepcja polegała na wprowadzeniu pomiędzy odbiorcę, mającego z reguły słabszą siłę przetargową, a przedsiębiorstwo sieciowe, występujące z pozycji monopolu naturalnego, silnego ekonomicznie, agresywnego, prącego do maksymalizacji sprzedaży i podlegającego mechanizmom rynkowej konkurencji pośrednika. Takim pośrednikiem miałyby być właśnie spółka obrotu, wydzielona ze struktur spółki dystrybucyjnej jako spółka zależna. Działając w imieniu odbiorcy, mogłaby ona zadbać o odpowiednią zawartość umowy przesyłowej, warunki przyłączenia do sieci, standard jakościowy obsługi itp. W przyszłości na obszarze działania spółki infrastrukturalnej dojdzie zapewne do konkurencji pomiędzy jej spółką obrotu a innymi spółkami obrotu, której beneficjentem powinni być odbiorcy. To przesądziło o wprowadzeniu do dokumentu proponowanego rozwiązania, ale na jego urzeczywistnienie przyjdzie nam jeszcze poczekać.

Prace nad wymienionymi dokumentami zakończyły się na początku 2003 r., a Rada Ministrów przyjęła je 28 stycznia.

Prezes URE jest członkiem stałego Komitetu Rady Ministrów, który na podstawie Zarządzenia nr 77 Prezesa Rady Ministrów z 27 czerwca 2002 r. jest organem opiniodawczo-doradczym w sprawach należących do zakresu działania Rady Ministrów lub Prezesa Rady Ministrów. W trakcie posiedzeń Komitet Rady Ministrów uzgadnia projekty aktów prawnych oraz dokumentów rządowych, które następnie przedstawiane są Radzie Ministrów lub Prezesowi Rady Ministrów do rozpatrzenia.

W 2002 r. Prezes URE brał udział w posiedzeniach Komitetu Rady Ministrów. W sprawie przedkładanych projektów dokumentów rządowych zostało opracowanych kilkadziesiąt opinii, dotyczących zarówno sektorów energetycznego oraz ochrony środowiska, jak i niezwią-

zanych z nimi, np. regulacji rynku cukru; projektów strategii rozwoju rynku kapitałowego, przekształceń strukturalnych przemysłowego potencjału obronnego, przemysłu chemicznego; programu restrukturyzacji hutnictwa żelaza i stali; stanu konkurencji i polityki konkurencji; pomocy publicznej; sytuacji społeczno-ekonomicznej 2001 r.; sytuacji demograficznej Polski.

Podkreślić należy zwłaszcza udział przedstawicieli Prezesa URE w pracach nad przygotowaniem projektu nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonanej ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144), oraz projektów aktów wykonawczych do tej ustawy, m.in. obowiązującego już rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. z 2003 r. Nr 17, poz. 158) oraz projektów rozporządzeń tego Ministra w sprawie:

- zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła,
- szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł odnawialnych,
- szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.

Prezes URE był współautorem projektów: rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942) oraz zarządzenia Ministra Gospodarki w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (M.P. z 2002 r. Nr 26, poz. 436).

W procesie uzgodnień międzyresortowych na podkreślenie zasługuje ponadto współpraca Prezesa URE z Ministerstwem Gospodarki i Urzędem Komitetu Integracji Europejskiej w zakresie opiniowania i przygotowywania materiałów i informacji dla Komisji Europejskiej oraz innych organizacji międzynarodowych.

W roku 2002 Prezes URE uczestniczył w konsultacjach nad projektem traktatu akcesyjnego w zakresie dostosowań technicznych w obszarze „Energia” oraz w przygotowywaniu informacji dla Komisji Europejskiej w sprawie wprowadzenia podatku akcyzowego na energię elektryczną.

Prezesowi URE do konsultacji przedstawiane były m.in.: projekt raportu w sprawie klimatu dla inwestycji zagranicznych, projekt Protokołu Karty Energetycznej w sprawie Tranzytu oraz projekt dokumentu przygotowywanego w ramach prac Grupy Roboczej do spraw Handlu dotyczącego regionalnych rynków energii elektrycznej w krajach sygnatariuszach Karty Energetycznej oraz barier w handlu energią. W związku z przeglądem reformy regulacyjnej w Polsce udzielano informacji na temat uregulowań prawnych w dziedzinie energetyki.

Kontynuowane były też konsultacje z Ministerstwem Gospodarki w sprawie polskiej listy zobowiązań w handlu usługami w ramach prac na forum WTO/GATS.

Prezes URE zasiada w Zespole do spraw Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziemnego utworzonym na mocy Zarządzenia nr 28 Prezesa Rady Ministrów z 12 maja 2001 r., a później Zarządzenia nr 140 z 28 listopada 2002 r. W 2002 r. przedmiotem obrad zespołu były projekty dokumentów rządowych: „Aktualizacja Programu wprowadzania rynku energii elektrycznej w Polsce” i „Program Realizacji Polityki Właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w Odniesieniu do Sektora Elektroenergetycznego” oraz inne sprawy, związane z obecnym funkcjonowaniem rynku energii (funkcjonowanie rynku bilansującego w Polsce), jak również jego przyszłością (m.in. projekt rozwiązania kontraktów długoterminowych, problemy związane z rozwojem energetyki wiatrowej w Polsce).

Zespół do spraw Funkcjonowania Gospodarki, którego członkiem jest Prezes URE, powołano na mocy Zarządzenia nr 16 Prezesa Rady Ministrów z 8 lutego 2002 r. w celu realizacji zadań określonych w Strategii Gospodarczej Rządu „Przedsiębiorczość – Rozwój – Praca”. Z inicjatywy Prezesa URE tematem obrad Zespołu był dokument pt. „Propozycje działań mających na celu redukcję kosztów w sektorze elektroenergetyki”. Zmiana polityki cenowej w stosunku do elektroenergetyki stała się konieczna po wprowadzeniu podatku akcyzowego na energię elektryczną, co spowodowało stan niepewności wśród odbiorców, energetyków, a także wśród inwestorów zagranicznych uczestniczących w prywatyzacji sektora. W celu zapobieżenia przeniesieniu pełnych skutków wprowadzenia akcyzy na odbiorców końcowych, trzeba było podjąć szereg działań pozostających w gestii ministrów różnych resortów. Prezes URE był tym, który nie podzielał rekomendacji energetyków, postulujących alokowanie akcyzy bezpośrednio w taryfach spółek dystrybucyjnych, polegające na prostym indeksowaniu cen zawartych w obowiązujących taryfach. Ostatecznie przyjęte zostało rozwiązanie oparte na bezpośrednim pobieraniu akcyzy u wytwórców energii elektrycznej, co w praktyce oznacza, że część kosztów związanych z podatkiem znajduje odzwierciedlenie w cenie energii elektrycznej sprzedawanej dystrybutorom, a tym samym w sposób pośredni, także część akcyzy przeniesiona została na odbiorców finalnych. Takie rozwiązanie dawało szansę na pewną racjonalizację działań całego sektora, odpowiednią adaptację kosztową, co z góry można byłoby wykluczyć, gdyby akcyza była pobierana przez spółki dystrybucyjne.

Na kolejnych posiedzeniach zespołu dyskutowane były zasadnicze problemy restrukturyzacji polskiej gospodarki i zmiany zasad jej funkcjonowania.

W 2002 r. Rada Ministrów podjęła zdecydowane kroki w celu zakończenia ostatniego etapu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA. Realizacja i nadzór tego procesu zostały powierzone utworzonemu uchwałą NWZA PGNiG SA z 9 września 2002 r. Komitetowi Steru-

jącemu do spraw restrukturyzacji i prywatyzacji spółki PGNiG SA. O udział w pracach komitetu został poproszony Prezes URE, reprezentowany na roboczo przez oddelegowanego pracownika.

Tematami posiedzeń komitetu były w szczególności:

- 1) informacje o zmianach w terytorialnym zakresie działania, na którym prowadzona będzie działalność koncesjonowana oraz przygotowanie wniosków o dokonanie stosownych zmian w udzielonych poszczególnym spółkom koncesjach,
- 2) wypracowanie nowych zasad rozliczeń pomiędzy PGNiG SA (spółką magazynowo-przesyłową) a sześcioma spółkami dystrybucyjnymi ze szczególnym wyodrębnieniem ponoszonych kosztów,
- 3) opracowanie zasad wyodrębnienia kosztów sprzedaży gazu jako towaru, jak i kosztów dostawy tego gazu do poszczególnych punktów odbioru przez spółki dystrybucyjne, w tym przedstawienie informacji o stanie przygotowań do wprowadzania opomiarowania tych punktów,
- 4) przygotowanie planów rozwoju PGNiG SA i spółek dystrybucyjnych.

Obecność przedstawiciela Prezesa URE, ze względu na omawianie wymienionych wyżej tematów, okazała się ze wszech miar pożyteczna, nie tylko pomógł on bowiem przygotować odpowiednie wnioski do zmian koncesji zarówno dla PGNiG SA, jak i nowo utworzonych spółek, ale także dobrze rokuje na przyszłość, zwłaszcza przy uzgadnianiu projektów planów rozwoju i zatwierdzaniu taryf.

2. Współpraca z organami antymonopolowymi

W 2002 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wraz z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów współorganizował III Konferencję pt. „Przeciwdziałania praktykom monopolistycznym w sektorze energetycznym”. Podczas kolejnego już spotkania dokonano podsumowania dotychczasowej współpracy obu organów (również na forum Zespołu ds. Rynku Energii Elektrycznej) oraz oceny skuteczności dotychczasowych działań w zakresie promowania konkurencji i przeciwdziałania praktykom monopolistycznym²⁾.

Przedmiotem dyskusji była przede wszystkim pozycja konsumenta na detalicznym rynku energii. Dużo uwagi poświęcono działaniom prorynkowym zmierzającym do wzmocnienia pozycji odbiorców, a także do poprawy jakości usług i dostaw energii elektrycznej. W wyniku tych działań kontrakty bilateralne, kształtowane przez dobrowolnie zawierane umowy, powinny stać się niebawem dominującym, a w konsekwencji powszechnym segmentem rynku. W ten sposób odbiorcy, stanowiący stronę popytową, zyskają podmiotowość, której dotąd

2) Konferencja stanowiła też swoistą reasumpcję współpracy między oddziałami terenowymi URE i delegaturami UOKiK, o czym szerzej w części II niniejszego sprawozdania.

nie mieli, na rynku energii elektrycznej, a swobodnie zawierane transakcje handlowe wymuszają stosowanie obiektywnej ceny rynkowej energii. Tym samym wytwórcy w większym stopniu niż dotychczas będą zmuszeni do racjonalizacji swoich kosztów i sprostania wymaganiom odbiorców dotyczącym ilości sprzedanej energii, ceny, a czasem także i miejsca jej dostaw.

Istotny wątek rozważań stanowiły niedopuszczalne, wynikające z monopolistycznej pozycji przedsiębiorstw zapisy w umowach na dostawę energii zawieranych przez dystrybutorów z odbiorcami finalnymi. Dyskutowano o zagrożeniach, jakie te umowy rodzą, a także podjęto starania w sprawie wypracowania rozwiązań mających na celu wyeliminowanie wadliwych zapisów.

3. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

Wniesiono ogółem 112 odwołań od decyzji administracyjnych, wydanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2002 r., co stanowi niewiele ponad 3% w stosunku do ogólnej liczby ok. 3 700 wydanych decyzji. Do Sądu Antymonopolowego przekazanych zostało 109 odwołań. W 3 przypadkach decyzje zostały zmienione w trybie samokontroli – na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296 z późn. zm.), zwanego dalej „Kodeksem”.

W 2002 r. spośród wyżej wymienionych odwołań sąd rozpatrzył tylko 44 odwołania. Jedynie w 3 sprawach sąd uwzględnił odwołanie – w 1 przypadku uchylił zaskarżoną decyzję dotyczącą odmowy zatwierdzenia taryfy, a w 2 – decyzje o nałożeniu kar pieniężnych. W 10 przypadkach sąd oddalił odwołanie. W 6 przypadkach sąd umorzył postępowanie, ze względu na cofnięcie odwołań. W 1 przypadku zawiesił postępowanie, występując do Trybunału Konstytucyjnego z zapytaniem o zgodność z Konstytucją art. 479⁵⁴ Kodeksu, zgodnie z którym Prezes URE zwolniony jest z obowiązku uiszczania kosztów sądowych. Dodać w tym miejscu należy, że Trybunał Konstytucyjny wyrokiem z 12 czerwca 2002 r., sygn. akt P. 13/01 (Dz. U. z 2002 r. Nr 84, poz. 764) uznał za niezgodny z Konstytucją Rzeczypospolitej Polskiej art. 479³⁴ Kodeksu zwalniający z takiego samego obowiązku Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Aż 24 odwołania zostały odrzucone przez sąd z powodu braków formalnych, w szczególności z powodu nieuiszczenia przez stronę wpisu sądowego oraz ze względu na fakt, że odwołanie złożył podmiot niebędący stroną postępowania zakończonym wydaniem zaskarżonej decyzji, a więc nieposiadający legitymacji procesowej do złożenia odwołania. Do rozpoznania w 2003 r. pozostało 65 odwołań.

Ponadto, do sądu zostało przekazanych 7 zażaleń na wydane w postępowaniu administracyjnym postanowienia (dotyczące w szczególności zawieszenia postępowania oraz odmowy nadania decyzji rygору na-

tychmiastowej wykonalności), przy czym 2 zażalenia sąd odrzucił, 3 zostały oddalone, a tylko w 1 przypadku sąd uchylił postanowienie i w 1 zmienił je.

W 2002 r. sąd rozpoznał także 54 odwołania od decyzji, które zostały wniesione w 2001 r. W 4 przypadkach sąd umorzył postępowanie, w 2 – odwołania zostały przez sąd odrzucone z powodu braków formalnych, a w 29 – sąd podzielił stanowisko Prezesa URE oddalając odwołanie. Natomiast w 15 przypadkach sąd uchylił decyzję i w 4 – zmienił zaskarżoną decyzję. Sąd oddalił także 2 zażalenia na postanowienia wydane w 2001 r.

Spośród wyroków Sądu Antymonopolowego na uwagę zasługują m.in.:

1. Wyrok z 18 grudnia 2002 r., sygn. akt XVII Ame 12/02, w którym sąd oddalił odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji o ustaleniu wysokości współczynników korekcyjnych. W uzasadnieniu tego wyroku sąd zwrócił uwagę na daleko idącą swobodę Prezesa URE w kształtowaniu ich wysokości, ograniczoną jednak zasadą równowagi interesów przedsiębiorstwa energetycznego i odbiorców, wyrażoną w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne.
2. Wyrok z 25 listopada 2002 r., sygn. akt XVII Ame 14/02, w którym sąd, oddalając odwołanie od decyzji o orzeczeniu zmiany treści umowy sprzedaży ciepła pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą – spółdzielnią mieszkaniową, stwierdził m.in., iż odbiorca z zasady decyduje, jaka ilość ciepła jest mu potrzebna i nie ma obowiązku uzasadniania przedsiębiorstwem swej decyzji dotyczącej obniżenia ilości zamówionej mocy cieplnej. Jedynym ograniczeniem odbiorcy w tym zakresie jest to, że zmiany wielkości zamówionej mocy cieplnej można dokonać w terminie ustalonym w umowie sprzedaży ciepła i na okres co najmniej 12 miesięcy.
3. Wyrok z 18 grudnia 2002 r. sygn. akt XVII Ame 6/02, w którym sąd, oddalając odwołanie od decyzji o wymierzeniu przedsiębiorstwu energetycznemu kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, stwierdził m.in., że brak wskazania w art. 47 tej ustawy terminu wykonania obowiązku przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy *nie przesądza o tym, że przedsiębiorstwa energetyczne mogą składać wnioski w dowolnie obranym przez siebie czasie, bowiem decydujące znaczenie miała tu sankcja wynikająca w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne. Działania każdego bowiem przedsiębiorstwa, zwlekającego z poddaniem się procedurze zatwierdzania taryf w trybie art. 47 (...) podpadały pod sankcję z powyższego przepisu, zatem podmioty te winny były się liczyć z ewentualną koniecznością poniesienia kary pieniężnej.*
4. Dwa wyroki z 19 czerwca 2002 r., sygn. akt XVII Ame 86/01 i XVII Ame 87/01, w których sąd, oddalając odwołanie spółdzielni mieszkaniowej od udzielonych z urzędu koncesji na wytwarzanie oraz na przesył i dystrybucję ciepła stwierdził m.in., że spółdzielnia

nie będąc przedsiębiorcą i nie prowadząc działalności gospodarczej w stosunkach wewnętrznych z własnymi członkami, powinna zostać uznana za przedsiębiorcę prowadzącego działalność gospodarczą (...) jeżeli faktycznie prowadzi taką działalność w stosunkach zewnętrznych z podmiotami niebędącymi jej członkami. Zdaniem sądu przez działalność zarobkową rozumieć należy zarówno działalność nakierowaną na osiągnięcie zysku (opłacalność) jak i działalność non profit opartą na zasadzie racjonalnego działania (...). Tak więc nieosiągnięcie zysku z tytułu sprzedaży nadwyżek ciepła nie może przesądzać o braku po stronie Spółdzielni przymiotu prowadzenia działalności zarobkowej.

5. Dwa wyroki z 17 lipca 2002 r., sygn. akt XVII Ame 107/01 oraz XVII Ame 108/01, w których sąd, oddalając odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji o zmianie treści umowy o przyłączenie, stwierdził, że skoro Prezes URE posiada kompetencję do ustalenia treści wszystkich postanowień umowy, to tym bardziej służy mu uprawnienie do ustalenia treści niektórych tylko jej postanowień, co doprowadzić może albo do pierwotnego zawarcia umowy, albo do zmiany jej treści.
6. Wyrok z 28 października 2002 r., sygn. akt XVII Ame 131/01, w którym sąd, uchylając decyzję Prezesa URE stwierdził, że przepis art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne nie przewiduje (...) uprawnienia o orzekaniu co do wysokości wzajemnych zobowiązań i skuteczności oraz dopuszczalności potrącenia. Kwestie te mogą być przedmiotem rozstrzygnięcia przed sądem powszechnym.

W 2002 r. w imieniu Prezesa URE wniesione zostały 3 kasacje od wyroków tego sądu. Udzielono też 9 odpowiedzi na kasacje wniesione przez strony. W 2002 r. Sąd Najwyższy rozpatrzył 12 kasacji od wyroków wydanych w latach 2000-2001. W 2 przypadkach sąd uchylił zaskarżone wyroki (uznając w 1 przypadku zasadność kasacji wniesionej przez Prezesa URE, a w 1 przypadku przez stronę), w 3 przypadkach oddalił kasację (1 z nich wniesiona została przez Prezesa URE), w 4 – odrzucił kasację (w tym 3 kasacje Prezesa URE), a w 3 odmówił przyjęcia kasacji do rozpoznania (w tym 1 kasacji Prezesa URE).

Przyczyną odrzucenia przez Sąd Najwyższy dwóch kasacji Prezesa URE było zaskarżenie wyroków w części dotyczącej orzeczenia o kosztach postępowania, które to postanowienie, w myśl ustalonego orzecznictwa Sądu Najwyższego nie podlega zaskarżeniu (postanowienia Sądu Najwyższego z 25 lipca 2002 r., sygn. akt I CKN 47/01 oraz z 19 września 2002 r., sygn. akt I CKN 548/01).

Spśród orzeczeń Sądu Najwyższego, wydanych po rozpoznaniu kasacji, na uwagę zasługują w szczególności:

1. Wyrok z 12 kwietnia 2002 r., sygn. akt I CKN 1465/99, w którym sąd, uwzględniając kasację Prezesa URE

uchylił wyrok Sądu Antymonopolowego z 29 września 1999 r., sygn. akt XVII Ame 34/99, którym sąd ten uchylił decyzję Prezesa URE o odmowie zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Przyczyną uchylenia tej decyzji było wydanie jej po upływie 30-dniowego terminu przewidzianego w art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, a w ocenie Sądu Antymonopolowego termin ten ma charakter terminu materialnoprawnego, co miałoby sprawiać, że po jego upływie nie można wydać decyzji zatwierdzającej taryfę. Rozpoznając kasację Sąd Najwyższy podzielił pogląd Prezesa URE, a w uzasadnieniu wyroku stwierdził m.in., że przewidziany w art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne 30-dniowy termin jest terminem procesowym, o charakterze instrukcyjnym. Rozstrzygnięcie tego problemu ma istotne znaczenie, bowiem w wielu przypadkach postępowanie wydłuża się z przyczyn leżących po stronie przedsiębiorstwa energetycznego.

2. Wyrok z 24 października 2002 r., sygn. akt I CKN 1465/00. Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Antymonopolowego z 12 kwietnia 2000 r., sygn. akt XVII Ame 56/99, w którym sąd ten zmienił decyzję uznającą za uzasadnione wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej do nieruchomości odbiorcy. W ocenie Sądu Antymonopolowego wstrzymanie owo uznać należało za nieuzasadnione ze względu na okoliczność istnienia wzajemnych wierzytelności pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą, nadających się do potrącenia. Przedsiębiorstwo nie dokonało wzajemnych rozliczeń, lecz po zgłoszeniu przez odbiorcę roszczenia wzajemnego (w kwocie wyższej niż należność główna) wstrzymało dostarczanie energii elektrycznej, co zdaniem Sądu Antymonopolowego stanowiło nadużycie prawa podmiotowego. Rozpoznając kasację przedsiębiorstwa Sąd Najwyższy uznał za zasadny zarzut dotyczący braku dokonania przez Sąd Antymonopolowy ustaleń faktycznych co do istnienia wzajemnych wierzytelności i skuteczności ich potrącenia. W sprawie tej, w ocenie Sądu Najwyższego, nie zostały dokonane ustalenia faktyczne pozwalające na ocenę możliwości zastosowania prawa materialnego (m.in. art. 498 § 1 Kodeksu cywilnego, dotyczącego potrącenia). Sąd Najwyższy podkreślił, iż postępowanie przed Sądem Antymonopolowym było i jest postępowaniem pierwszoinstancyjnym, wobec czego sąd ten powinien rozważając całokształt materiału dowodowego dokonać własnych ustaleń.
3. Wyrok z 25 września 2002 r., sygn. akt I CKN 964/00, w którym Sąd Najwyższy oddalił kasację od wyroku z 1 marca 2000 r., sygn. akt XVII Ame 51/99. W wyroku tym Sąd Antymonopolowy oddalił odwołanie od decyzji uznającej za uzasadnione wstrzymanie dostaw paliwa gazowego. Sąd Antymonopolowy podzielił wyrażone w zaskarżonej decyzji stanowisko Prezesa URE, zgodnie z którym wstrzymanie dostarczania paliwa gazowego przez działające na zlecenie

zarządcy budynku przedsiębiorstwo remontowo-budowlane nie powoduje odpowiedzialności po stronie przedsiębiorstwa energetycznego dostarczającego gaz do budynku. Sąd Najwyższy uznał za zasadne stanowisko wyrażone przez Sąd Antymonopolowy i Prezesa URE. W uzasadnieniu wyroku oddalającego kasację, sąd stwierdził m.in., że zarówno sama niesprawność instalacji wewnętrznej w stopniu, który eliminuje ją z bezpiecznego używania, jak i będące konsekwencją tego, prawnie usprawiedliwione odcięcie gazu wykluczają możliwość uznania, że mamy do czynienia z nieuzasadnionym wstrzymaniem przez dostawcę dostaw paliwa gazowego (...). Warunkiem takiego uznania jest bowiem możliwość przypisania zakładowi gazowiczemu znamion wina, ta zaś zachodzi w szczególności wówczas, gdy nie zostały spełnione przewidziane w tym względzie przesłanki zawarte w obowiązujących przepisach. W wyroku tym Sąd Najwyższy podkreślił także, że ...wniesienie odwołania od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wszczyna postępowanie pierwszoinstancyjne na zasadach postępowania kontradyktoryjnego. Celem tego postępowania jest merytoryczne rozpoznanie sprawy w oparciu o powództwo (odwołanie), którego podstawę stanowi zarzut nieuwzględnienia prawnie chronionego interesu odwołującego się. Sąd Antymonopolowy nie może więc ograniczyć się do kontroli legalności decyzji wydanej w postępowaniu administracyjnym, lecz zobowiązany jest dokonać także oceny jej zasadności i celowości.

4. Wyrok z 24 lipca 2002 r., sygn. akt I CKN 944/00, którym Sąd Najwyższy oddalił kasację Prezesa URE od wyroku Sądu Antymonopolowego z 1 marca 2000 r., sygn. akt XVII Ame 53/99. Wyrokiem tym Sąd Antymonopolowy uchylił decyzję rozstrzygającą spór dotyczący wstrzymania dostarczania ciepła. Decyzją tą orzeczono zmianę umowy sprzedaży ciepła pomiędzy dostawcą (przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na wytwarzanie ciepła) a odbiorcą (również przedsiębiorstwem energetycznym – prowadzącym także działalność polegającą na przesyłaniu i dystrybucji ciepła) – w zakresie terminu jej obowiązywania oraz okresu wypowiedzenia. W ocenie Sądu Antymonopolowego zmiana ta, chociaż zasadna, była jednak niewystarczająca i decyzja winna zostać uzupełniona o inne elementy, niezbędne dla ustalenia warunków harmonijnej współpracy pomiędzy stronami. Wnosząc kasację Prezes URE zarzucił wyrokowi błędną wykładnię art. 8 ust. 1 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, polegającą na przyjęciu, że jest on właściwy do rozstrzygnięcia w drodze decyzji administracyjnej sporu dotyczącego treści umowy sprzedaży ciepła. W ocenie Prezesa URE, obawiającego się zarzutu pozaprawnego „rozszerzania” swoich uprawnień, obowiązek zawarcia umowy sprzedaży ciepła ciąży, zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy

– Prawo energetyczne, tylko na przedsiębiorstwach zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła, zaś w omawianej sprawie dostawca jest jedynie wytwórcą ciepła. Rozpoznając kasację Sąd Najwyższy nie podzielił powyższego, ostrożnego stanowiska, uznając, że w art. 8 ust. 1 – Prawa energetycznego nie przesądza się tego, aby ograniczyć kompetencje Prezesa URE tylko do umów, których obowiązek zawarcia wynika z ustawy (...) obowiązek zawarcia może również zostać nałożony na dostawcę (...) decyzją administracyjną (...) i w takiej sytuacji (...) Prezes URE jest władny rozstrzygnąć spory powstałe na tle zawierania i wykonywania takich umów. Udzielona dostawcy koncesja na wytwarzanie ciepła zobowiązywała go do wytwarzania ciepła w ilościach wynikających z zawartych umów, więc z decyzji tej, w ocenie Sądu Najwyższego, wynika dla dostawcy obowiązek zawarcia z odbiorcą umowy sprzedaży ciepła, a w konsekwencji uprawnienie Prezesa URE do rozpoznania dotyczącego takiej umowy sporu. Równocześnie Sąd Najwyższy podkreślił, mógł rozpoznać kasację jedynie w granicach podniesionego zarzutu, tj. naruszenia prawa materialnego poprzez błędną wykładnię wskazanych wyżej przepisów, nawet jeśli zaskarżony wyrok z innego powodu nie odpowiadałby prawu.

W 2002 r. do Naczelnego Sądu Administracyjnego zostały skierowane 4 skargi na bezczynność Prezesa URE, z których sąd rozpatrzył tylko jedną – odrzucając ją. Ponadto w 2002 r. sąd oddalił 1 skargę wniesioną w 2001 r.

Istotnym zagadnieniem, jakie wyłonilo się w związku z powierzeniem kontroli decyzji administracyjnych i postanowień Prezesa URE Sądowi Antymonopolowemu jako wyjątkiem od konstytucyjnej zasady, że akty takie podlegają kontroli sądów administracyjnych, były wątpliwości co do konstytucyjności funkcjonowania tego sądu.

Wątpliwościami tymi Prezes URE podzielił się z Ministrem Sprawiedliwości (pismem z 29 maja 2002 r., znak: GP/590/2002/LJ), wnosząc o rozważenie przygotowania inicjatywy legislacyjnej Rządu, zmierzającej do dokonania odpowiednich zmian w przepisach Kodeksu. W piśmie tym Prezes URE podnosił m.in., że zgodnie z art. 78 Konstytucji każda ze stron ma prawo zaskarżenia orzeczeń i decyzji wydanych w pierwszej instancji i że w odniesieniu do orzeczeń sądowych zasada ta została skonkretyzowana w art. 176 ust. 1, który stanowi, że postępowanie sądowe jest co najmniej dwuinstancyjne, podczas gdy przepisy Kodeksu dotyczące postępowania w sprawach z zakresu energetyki (art. 479⁴⁶⁻⁵⁶) nie przewidują żadnych środków odwoławczych od orzeczeń tego sądu. Zwracał też uwagę, że kwestia instancyjności i charakteru postępowania przed tym sądem była przedmiotem rozbieżnych opinii zarówno w piśmiennictwie, jak i w judykaturze. Podnosił, że

w wyniku rozwiązań przyjętych w Kodeksie i poglądu wyrażonego przez Sąd Najwyższy (w postanowieniu z 11 sierpnia 1999 r. – sygn. akt I CKN 351/99), że wniesienie odwołania do Sądu Antymonopolowego wszczynają postępowanie pierwszoinstancyjne – wystąpiła sytuacja, iż od wyroków wydawanych przez ten sąd w składzie jednego sędziego, nie przysługuje środek zaskarżenia do sądu odwoławczego (sądu drugiej instancji), lecz jedynie pozainstancyjny środek nadzwyczajny, jakim jest kasacja do Sądu Najwyższego. Podnosił również, że w myśl art. 479⁵⁶ § 2 Kodeksu, kasacja przysługuje jedynie od wyroków Sądu Antymonopolowego, a poza jakąkolwiek kontrolą pozostawiono postanowienia wydawane przez ten sąd, w tym również postanowienia kończące postępowanie w sprawie lub odrzucające kasację.

Prezes URE zwracał również uwagę na to, że w odniesieniu do kontroli decyzji administracyjnych przyjęty został w Konstytucji model dwuinstancyjnego sądownictwa administracyjnego (art. 236 ust. 2 w związku z art. 176 ust. 1), w związku z czym za uzasadniony uważał pogląd, że decyzje wydawane na podstawie ustawy – Prawo energetyczne, również powinny podlegać dwuinstancyjnej kontroli sądowej. Odnotowywał także fakt, że problem ten ma szerszy wymiar i dotyczy również postępowania w sprawach z zakresu ochrony konkurencji, regulacji telekomunikacji, regulacji transportu kolejowego oraz w sprawach o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone.

Podobny pogląd wyraził Trybunał Konstytucyjny, który w wyroku z 12 czerwca 2002 r., sygn. akt P. 13/01 (Dz. U. z 2002 r. Nr 84, poz. 764) orzekł, że art. 479³¹ ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego jest niezgodny z art. 78 w związku z art. 176 oraz z art. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przez to, że ustalając katalog rozstrzygnięć zawierających zarówno cechy postępowania pierwszoinstancyjnego, jak i odwoławczego uniemożliwia właściwą kontrolę instancyjną, pozbawiając stronę apelacyjnego środka odwoławczego od orzeczenia Sądu Antymonopolowego wydanego w pierwszej instancji (...).

Wyrok ten dotyczy art. 479³¹ regulującego postępowanie w sprawach z zakresu ochrony konkurencji (gdzie tylko ten przepis kwestionowany był we wniosku do Trybunału), jednak pogląd ten dotyczy wszystkich postępowań wspomnianych w piśmie Prezesa URE.

Minister Sprawiedliwości nie odpowiedział na wspomniane wyżej wystąpienie, w związku z czym zostało ono ponowione pismem z 9 października 2002 r., znak: GP/1150/2002/LJ, na które również nie było odpowiedzi. W tej sytuacji Prezes URE przygotował własny projekt stosownej nowelizacji Kodeksu i wystąpił o opinię do organów, których decyzje podlegają kontroli Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (pismo z 17 stycznia 2003 r., znak: GP/95/2002/LJ). W odpowiedzi Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów poinformował o przygotowaniu własnego projektu stosownej nowelizacji Kodeksu oraz o tym, że został

powiadomiony przez Ministra Sprawiedliwości, iż nowelizacją Kodeksu, w szerszym wymiarze, zajęła się Komisja Kodyfikacyjna Prawa Cywilnego. Rozwiązanie takie powoduje jednak niebezpieczeństwo, że wyeliminowanie z Kodeksu wspomnianych, niekonstytucyjnych regulacji może się opóźnić.

4. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli

Podobnie jak inne organy administracji rządowej, Prezes URE był kontrolowany przez Najwyższą Izbę Kontroli.

W 2002 r. zostały przeprowadzone 3 kontrole, dotyczące:

- 1) wykonania budżetu państwa w 2001 r. w części 50, dotyczącej URE; kontrolę przeprowadzono od 8 stycznia do 18 marca 2002 r.; w wystąpieniu pokontrolnym z 29 marca 2002 r. NIK poinformował o odstąpieniu sformułowania wniosków pokontrolnych,
- 2) obsługi odbiorców energii elektrycznej; kontrolę przeprowadzono od 17 czerwca do 27 sierpnia 2002 r.; w wystąpieniu pokontrolnym z 19 grudnia 2002 r. zawarte zostały wnioski pokontrolne, do których Prezes URE złożył zastrzeżenia; nie zostały one rozpatrzone do końca 2002 r.,
- 3) działań Prezesa URE w odniesieniu do sektora gazowego; kontrole przeprowadzono od 5 sierpnia do 29 listopada 2002 r.; do końca 2002 r. nie zostało sformułowane przez NIK wystąpienie pokontrolne.

19 grudnia 2002 r. rozpoczęto kontrolę wykonania budżetu państwa w 2002 r. w części 50, dotyczącej URE.

W 2002 r. Prezes URE otrzymał także wystąpienia pokontrolne dotyczące kontroli przeprowadzonych przez NIK w 2001 r., w sprawie:

- 1) tworzenia zapasów obowiązkowych paliw w Polsce w latach 1998-2000 i gospodarowanie nimi; kontrolę przeprowadzono od 4 czerwca do 31 lipca 2001 r.; w wystąpieniu pokontrolnym z 5 kwietnia 2002 r. sformułowano wnioski pokontrolne,
- 2) funkcjonowania rynków energii cieplnej; kontrolą tą objęto zarówno Centralę URE jak i 6 oddziałów terenowych URE; przeprowadzono ją od 7 maja do 12 grudnia 2001 r.; w wystąpieniach pokontrolnych sformułowano wnioski pokontrolne; do wystąpienia pokontrolnego z 21 lutego 2002 r., dotyczącego kontroli przeprowadzonej w oddziale terenowym URE z siedzibą we Wrocławiu, Prezes URE wniósł zastrzeżenie; w Uchwale nr 8/2002 Kolegium NIK z 24 kwietnia 2002 r. uwzględniono w całości wniesione zastrzeżenie.

Wnioski i zalecenia sformułowane przez NIK po zakończeniu ww. kontroli ponownie ujawniły, że działania regulacyjne są nadal w polskiej rzeczywistości procesem nowym, złożonym, a zatem trudnym zarówno do przeprowadzenia, jak i zrozumienia.

W zdecydowanej większości wnioski pokontrolne sformułowane przez NIK dotyczyły stanu prawnego i faktycznego obowiązującego w latach 1998-2001 i nie zawsze zgodnego z obowiązującymi w 2002 r. przepisami prawnymi. Inne dotyczyły przepisów prawnych, które wygasaly 31 grudnia 2002 r. Jak wiadomo bowiem, sama ustawa – Prawo energetyczne i przepisy wykonawcze do niej podlegały licznym zmianom. Prezes URE zobowiązany jest zaś do podejmowania działań zgodnych z obowiązującym prawem.

Choć ustawa – Prawo energetyczne zawiera definicję pojęcia „regulacja”, to nadal wypełnianie zadań przez Prezesa URE postrzegane jest przez NIK w kategoriach „nadzoru i kontroli” nad przedsiębiorstwami energetycznymi, działającymi w różnych formach prawnych. Regulacja to działanie Prezesa URE na podstawie prawa oraz w przewidzianych prawem formach takich, na jakie pozwalają przyznane środki finansowe, kadrowe i techniczne. Należy także zauważyć, że uprawnienia przyznane Prezesowi URE w ustawie – Prawo energetyczne pozwalają na regulowanie zachowań przedsiębiorstw energetycznych, ale nie pozwalają na podejmowanie działań mających charakter nadzoru.

Przeprowadzona przez NIK kontrola pn. „Funkcjonowanie rynków energii cieplnej” obejmowała okres od 1998 r. do końca pierwszego półrocza 2001 r. Jednakże w objętym tą kontrolą okresie wprowadzane były zasadnicze zmiany przepisów regulujących funkcjonowanie rynków ciepła, w tym także przepisów stanowiących podstawę prawną regulowania przez Prezesa URE działalności przedsiębiorstw energetycznych, zmierzającego do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. Wątpliwa jest celowość prowadzenia kontroli funkcjonowania rynku, który praktycznie nie istniał w okresie objętym kontrolą. Do końca 1998 r. obowiązywały bowiem urzędowe ceny ciepła dla gospodarstw domowych oraz administracyjne ograniczenia w swobodzie kształtowania cen przez sprzedawców ciepła (w formie maksymalnego wskaźnika wzrostu cen ustalonego przez Ministra Finansów), co wypaczało charakter cen i stosunki między dostawcą i odbiorcą ciepła. Jednocześnie ceny ciepła były przeważnie jednakowe dla całego przedsiębiorstwa i wszystkich obsługiwanych przez nie odbiorców, nawet w kilkunastu miejscowościach – mimo zróżnicowanych kosztów zarówno wytwarzania ciepła (różne źródła i rodzaj paliwa), jak też przesyłania ciepła (różny zakres usług przesyłowych) – niezależnie od tego, czy odbiorcy byli zaopatrywani z sieci ciepłowniczej, czy bezpośrednio ze źródła ciepła, a więc występowało subsydiowanie różnych rodzajów prowadzonej działalności i grup odbiorców³⁾. W tych warunkach rynek energii cieplnej

nie mógł funkcjonować, a więc kontrola NIK w tym zakresie była niecelowa.

Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 18 listopada 1998 r. w sprawie daty zaprzestania przez Ministra Finansów ustalania taryf i opłat za nielegalny pobór ciepła (Dz. U. z 1998 r. Nr 150, poz. 985), Minister Finansów 1 stycznia 1999 r. zaprzestął ustalania taryf dla ciepła oraz ustalania zakresu i wysokości opłat za nielegalny pobór ciepła. Od tej pory, zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, taryfy dla ciepła ustalone przez przedsiębiorstwa energetyczne, posiadające koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Zakres kompetencji i obowiązków Prezesa URE obejmował w 1999 r. m.in. zatwierdzanie taryf dla ciepła i ich kontrolowanie pod względem zgodności z postanowieniami art. 45 ustawy – Prawo energetyczne i wydanymi na podstawie art. 46 tej ustawy przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 6 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. z 1998 r. Nr 132, poz. 642), przy czym już w kwietniu 1999 r. nastąpiła zmiana tego rozporządzenia (Dz. U. z 1999 r. Nr 30, poz. 291), zwanego dalej rozporządzeniem taryfowym dla ciepła.

Mimo że ustawa – Prawo energetyczne obowiązuje krótko, była ona wielokrotnie zmieniana, zarówno bezpośrednio, jak też pośrednio – w wyniku wejścia w życie innych ustaw oraz nowej Konstytucji RP. Wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 26 października 1999 r. (sygn. akt 12/99), orzekający niezgodność art. 46 ustawy – Prawo energetyczne z art. 76 i art. 92 ust. 1 Konstytucji RP, spowodował pilną konieczność zmiany ustawy – Prawo energetyczne i ustawa z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555) wprowadziła w niej szereg istotnych zmian, a także stanowiła że:

Art. 5. Obowiązujące taryfy, sporządzone na podstawie dotychczas obowiązujących przepisów, zachowują ważność po dniu 1 lipca 2000 r. w zakresie, w jakim nie są sprzeczne z przepisami niniejszej ustawy i przepisami wykonawczymi wydanymi na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 7. Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą o ile nie są sprzeczne z jej przepisami.

Następstwem wprowadzonych zmian była konieczność opracowania nowych przepisów wykonawczych do tej ustawy, w tym także nowego rozporządzenia z 6 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053). W rozporzą-

3) W 1998 r. działalność regulacyjna Prezesa URE koncentrowała się na analizowaniu składanych przez przedsiębiorstwa kwestionariuszy koncesyjnych i wydawaniu koncesji (głównie koncesji z urzędu), zgodnie z przepisami art. 32-38 oraz art. 67 ustawy – Prawo energetyczne.

dzeniu tym wprowadzono szereg istotnych zmian, dotyczących zasad kalkulacji cen i stawek opłat, co spowodowało konieczność wzywania przedsiębiorstw energetycznych do tego, aby dostosowały do nowych przepisów złożone przez siebie do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy dla ciepła.

Konieczne było też dokonanie zmian w zatwierdzonych przez Prezesa URE taryfach dla ciepła, ze względu na wprowadzenie w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne nowego przepisu ust. 5, w którym określono zasady kalkulowania stawek opłat za usługi przesyłowe w sposób odmienny od zasad określonych w poprzednio obowiązujących przepisach.

Analiza udzielonych koncesji i zatwierdzanych taryf dla ciepła wykazuje, że zdecydowana większość przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmuje się wytwarzaniem ciepła we własnych źródłach i przesyłaniem tego ciepła do odbiorców, w pozostałych przypadkach zazwyczaj jedno przedsiębiorstwo eksploatuje źródło ciepła (niekiedy kilka źródeł), a inne – sieci ciepłownicze są eksploatowane przez inne przedsiębiorstwo, zatem nie ma podstaw do istnienia lokalnych rynków ciepła.

Niezależnie od powyższych uwag, dotyczących celowości prowadzenia kontroli funkcjonowania lokalnych rynków ciepła w sytuacji, gdy te rynki nie istniały, nasuwają się również uwagi i komentarze dotyczące niespójności, a nawet sprzeczności stwierdzeń zawartych w opracowanym przez NIK dokumencie pn. „Informacja o wynikach kontroli funkcjonowania rynków energii cieplnej”.

„Synteza wyników kontroli i ocena kontrolowanej działalności” zawiera następujące sformułowanie: *Ogólnej poprawie efektywności gospodarowania przedsiębiorstw energetyki cieplnej towarzyszyły w okresie objętym kontrolą zjawiska niekorzystne, jak spadek produkcji własnej (ok. 11,6%) i sprzedaży ciepła (ok. 15%) oraz spadek zatrudnienia (o ponad 1 tys. etatów, tzn. 21%). Do najpoważniejszych nieprawidłowości stwierdzonych przez NIK należały nierzetelne działania przedsiębiorstw energetyki cieplnej podczas ustalania i zatwierdzania taryf, zawyżanie pobieranych zaliczek od odbiorców ciepła oraz nieprawidłowości w wypełnianiu najistotniejszych warunków działalności koncesjonowanej. Łącznie świadczą to o zbyt małej aktywności kontrolnej ze strony URE.*

Kontrolę NIK przeprowadzono w 17 przedsiębiorstwach energetyki cieplnej. Oznacza to, że kontrolą objęto przedsiębiorstwa wytwarzające niewiele ponad 1,6% ciepła w skali kraju. Większość ciepła jest wytwarzana w Polsce przez elektrociepłownie (ponad 62%), pozostałe ciepło wytwarzane jest w ciepłowniach przemysłowych oraz miejskich (komunalnych i prywatnych), przy czym udział ciepłowni komunalnych w wytwarzaniu ciepła systematycznie maleje.

Określenie zmniejszenia produkcji własnej i sprzedaży ciepła, w przypadku 17 skontrolowanych przedsiębiorstw, jako zjawiska negatywnego wskazuje na nie dość wnikliwe przeanalizowanie przyczyn tego

zjawiska. Szczegółowa analiza danych liczbowych zawartych w załączniku nr 3 do informacji NIK, w którym podano produkcję własną ciepła, wykazuje, że tylko w 1 przedsiębiorstwie spośród 17 objętych kontrolą przedsiębiorstw, w Miejskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Rzeszowie, wykonanie przewidywane w 2001 r. było mniejsze niż produkcja ciepła w 2000 r. Porównanie danych z załącznika nr 3 i danych z załącznika nr 4 do informacji NIK wykazuje, że produkcja własna ciepła w stosunku do łącznej ilości ciepła sprzedanego odbiorcom przez to przedsiębiorstwo stanowiła w 2000 r. ok. 1,1% (przewidywane wykonanie w 2001 r. wynosiło 0,96%), a przewidywana na koniec 2001 r. sprzedaż ciepła była o 6,6% większa niż w 2000 r. Na podstawie tych danych można wnioskować, że przedsiębiorstwo to ograniczało produkcję ciepła we własnych lokalnych źródłach ciepła, zwiększając zakup tańszego ciepła z elektrociepłowni zasilających sieci ciepłownicze w Rzeszowie, a więc postępowało racjonalnie, ograniczając produkcję droższego ciepła na rzecz zakupu tańszego ciepła, co było korzystne dla odbiorców ciepła.

Z kolei obserwowany od wielu lat spadek produkcji i sprzedaży ciepła został uwzględniony m.in. w założeniach polityki energetycznej państwa do 2020 r. Spadek ten wynika ze zmniejszenia poboru ciepła na potrzeby przemysłu i na potrzeby sektora bytowo-komunalnego. Jednakże trend ten nie powinien być oceniany przez NIK jako zjawisko negatywne, gdyż obniżanie zamówionej mocy cieplnej i ograniczanie poboru ciepła przez odbiorców jest często wynikiem tzw. termomodernizacji budynków, tj. poprawy izolacyjności cieplnej przegród budowlanych oraz wprowadzenia automatycznej regulacji dostawy i odbioru ciepła, co w oczywisty sposób wpływa na ograniczenie sprzedaży ciepła dla tych odbiorców i oznacza zmniejszenie ponoszonych przez nich opłat za dostarczone ciepło.

Porównywanie ilości sprzedanego ciepła w kolejnych latach bez przeanalizowania wszystkich czynników wpływających na wielkość poboru ciepła może ponadto prowadzić do błędnych wniosków, gdyż wielkość sprzedaży ciepła zależy głównie od warunków atmosferycznych i długości sezonu grzewczego. W skrajnym przypadku, jeden sezon krótki i ciepły, a drugi długi i mroźny, różnica w ilości ciepła pobranego na potrzeby ogrzewania tego samego obiektu może sięgać nawet 40%. Dlatego przy tego rodzaju porównaniach niezbędne jest sprowadzenie ilości sprzedanego lub wytworzonego ciepła do warunków porównywalności, tj. uwzględnienie liczby tzw. stopniogrzewczych godzin, charakteryzujących długość okresu grzewczego i średnią temperaturę zewnętrzną w porównywanych okresach.

Zaskakujące jest stwierdzenie, że ograniczanie zatrudnienia w przedsiębiorstwach ciepłowniczych jest zjawiskiem negatywnym. Doświadczenia z dotychczasowej działalności regulacyjnej Prezesa URE wskazują, że prowadzona od wielu lat modernizacja systemów

ciepłowniczych, obejmująca m.in. wprowadzanie nowoczesnych technologii budowy sieci ciepłowniczych i wielu nowych urządzeń, zastępowanie starych kotłowni lokalnych bezobsługowymi (zautomatyzowanymi) kotłowniami olejowymi lub gazowymi, bądź likwidowanie starych kotłowni i przyłączanie zasilanych z nich obiektów do sieci ciepłowniczych, a także postępująca automatyzacja i komputeryzacja, przynoszą zmniejszenie pracochłonności obsługi źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych, co prowadzi do redukcji zatrudnienia. Niekiedy taka redukcja jest trudna do przeprowadzenia z uwagi na aspekty społeczne i protesty pracowników, ale jest ona konieczna ze względu na racjonalizację kosztów wytwarzania ciepła, a tym samym ograniczenie tempa wzrostu cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe, czyli opłat ponoszonych przez odbiorców. Problemy związane z ograniczeniem zatrudnienia występują szczególnie wyraźnie podczas prywatyzacji polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych, gdyż w ocenie inwestorów nadal występują w tych przedsiębiorstwach przerosty zatrudnienia.

Wyjaśnienia wymaga też stwierdzenie, że do najważniejszych nieprawidłowości stwierdzonych przez NIK należały nierzetelne działania przedsiębiorstw energetyki ciepłej podczas ustalania i zatwierdzania taryf... Potrzeba takiego wyjaśnienia wynika stąd, że ustawa – Prawo energetyczne jednoznacznie stanowi w art. 47 ust. 1, że przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Definicja zawarta w art. 3 pkt 17 tej ustawy określa taryfę jako zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą. W związku z tym należałoby rozgraniczyć ocenę działań przedsiębiorstw ciepłowniczych podczas ustalania przez nie taryf dla ciepła i działań w procesie zatwierdzania tych taryf przez Prezesa URE (podczas postępowania administracyjnego). Jest to istotne, gdyż w dalszej części informacji NIK zawarta jest pozytywna ocena działań prowadzonych przez Prezesa URE (oddziały terenowe URE) w procesie zatwierdzania taryf: *Najwyższa Izba Kontroli pozytywnie ocenia realizację zadań i kompetencji Oddziałów w prowadzeniu postępowań administracyjnych w sprawach o zatwierdzenie taryf dla ciepła. Kontrola wykazała, że wydawanie decyzji administracyjnych w tym zakresie poprzedzała analiza makroekonomicznych warunków funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz ocena ich sytuacji ekonomiczno-finansowej. W tym kontekście wątpliwości budzi zasadność zawartego w informacji NIK stwierdzenia, że Łącznie świadczy to o zbyt małej aktywności kontrolnej ze strony URE. Zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy m.in.:*

1) udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji,

2) zatwierdzanie i kontrolowanie taryf dla ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 45 i 46.

Prowadzona przez pracowników URE kontrola zgodności taryf z przepisami art. 45 i przepisami rozporządzenia taryfowego dla ciepła, wydanego na podstawie art. 46 ustawy – Prawo energetyczne, została bowiem oceniona pozytywnie, o czym świadczą następujące stwierdzenia: *W ocenie NIK, Oddziały URE rzetelnie analizowały i weryfikowały koszty uzasadnione, przedkładane przez przedsiębiorstwa energetyczne wraz z wnioskami o zatwierdzenie taryf dla ciepła. W wyniku wezwań Oddziałów URE, usuwane były liczne braki merytoryczne i formalno-prawne wniosków taryfowych przedsiębiorstw. Omawiana kontrola taryf prowadzi nie tylko do eliminowania braków merytorycznych i formalno-prawnych, ale także do obniżenia poziomu cen i stawek opłat, a w uzasadnionych przypadkach do odmowy zatwierdzenia taryf. Znalazło to potwierdzenie w informacji NIK: Na żądanie URE wnioski te były korygowane, zaś w przypadku trzech wnioskodawców doprowadziły do obniżenia stawek cenowych. Kontrola przebiegu tego procesu w Oddziale URE w Lublinie i we Wrocławiu stwierdziła przypadki odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła na wnioskowanym poziomie.*

Jako przykład można podać to, że w 2001 r. jedno z przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na obszarze zachodniej Polski skierowało do Prezesa URE wniosek o zatwierdzenie pierwszej taryfy w 2001 r. z postulowanym podwyższeniem cen o 72,4%, podczas gdy Prezes URE zatwierdził podwyższenie o 10,2%. Inne przedsiębiorstwo ciepłownicze, z obszaru południowo-zachodniego Polski, złożyło wniosek o podwyższenie o 68,03%, podczas gdy Prezes URE zatwierdził podwyższenie w drugiej taryfie o 3,73%. Jeszcze inne przedsiębiorstwo, ze środkowozachodniego obszaru Polski, wносиło o podwyższenie cen w drugiej taryfie w 2001 r. o 61,83%, podczas gdy Prezes URE zatwierdził podwyższenie o 24,7%.

Tylko w jednym wystąpieniu pokontrolnym, z 12 marca 2002 r., po przeprowadzeniu kontroli funkcjonowania rynków ciepła w Oddziale Terenowym URE z siedzibą w Łodzi, zalecono *analizować w trakcie przeprowadzania kontroli (związanych z postępowaniem taryfowym) zasadność kosztów gospodarowania zapasami paliw w przedsiębiorstwie energetycznym, w tym przemieszczania zapasów na placach składowych, i ich wpływ na poziom ceny zaproponowanej we wniosku.*

Spełnienie sformułowanego przez NIK oczekiwania, by Prezes URE sprawował audyt poszczególnych pozycji kosztów przedkładanych przez przedsiębiorstwa energetyczne we wniosku taryfowym, nie jest możliwe. Nie jest to bowiem zgodne zarówno z literą, jak i duchem ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych. Wynika to także z przyjętej struktury organizacyjnej URE, określającej możliwości kadrowe, oraz

ograniczonych środków finansowych. Za prawidłowość, rzetelność i prawdziwość przekazanych Prezesowi URE informacji odpowiedzialność ponosi zawsze przedstawiciel przedsiębiorstwa energetycznego przekazujący te informacje.

Wątpliwości budzi też zasadność zawartego w informacji NIK stwierdzenia, że *NIK krytycznie ocenia, z punktu widzenia kryterium celowości, nieprzestrzeganie w praktyce tych uprawnień Oddziałów URE. Począwszy od drugiego kwartału 1999 r., Oddziały URE faktycznie jedynie opiniowały decyzje przygotowane przez Departament Koncesji URE, który prowadził postępowanie koncesyjne i przygotowywał decyzje w tych sprawach na podstawie Wewnętrznego Regulaminu Organizacyjnego Departamentu Koncesji z dnia 1 lipca 1998 r.*

Stwierdzenie to nie znajduje potwierdzenia w faktach, gdyż oddziały terenowe URE przygotowywały dla Departamentu Koncesji dokumenty, które formalnie były nazwane opiniami, ale w istocie wymagały przeprowadzenia postępowania koncesyjnego i stanowiły podstawę do podjęcia decyzji administracyjnej w sprawie wydania koncesji. Ocena ta oparta jest więc na przesłankach formalnych, a nie merytorycznych, gdyż zawarta w omawianej informacji NIK ocena działalności związanej z koncesjonowaniem przedsiębiorstw energetycznych jest pozytywna: *W ocenie NIK stawiane koncesjonariuszom warunki w sposób właściwy chroniły interesy odbiorców oraz utrzymanie kosztów uzasadnionych i standardów obsługi odbiorców, a także zabezpieczały wymogi ochrony środowiska. Najwyższa Izba Kontroli pozytywnie ocenia działania obejmujące udzielenie, cofnięcie, uchylene i stwierdzenie wygaśnięcia oraz zmiany warunków koncesji.*

Nie ma też podstaw stwierdzenie zawarte w informacji NIK, że: *Izba negatywnie ocenia – z punktu widzenia kryterium celowości – niepodejmowanie przez Oddział URE we Wrocławiu kontroli przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji.* Określony w art. 23 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne zakres kompetencji i obowiązków Prezesa URE obejmuje bowiem udzielanie, odmowę udzielenia, zmiany i cofanie koncesji, ale nie nakłada na Prezesa URE obowiązku dokonywania sugerowanej przez NIK kontroli przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji. Negatywna ocena oddziału terenowego URE z siedzibą we Wrocławiu zdaje się wynikać z subiektywnej oceny kontrolującego działalność tego oddziału, gdyż jak wyżej wykazano, ustawa – Prawo energetyczne nie nakłada takiego obowiązku na Prezesa URE, a postępowanie koncesyjne oraz uzyskiwanie niezbędnych informacji od koncesjonariuszy są we wszystkich oddziałach terenowych URE prowadzone według tych samych zasad i procedury postępowania. Skoro więc działalność w zakresie koncesjonowania została oceniona pozytywnie i nie postawiono zarzutów dotyczących przeprowadzania kontroli w tym zakresie pozostałym oddziałom terenowym URE, nie wydaje się zasadne

postawienie takiego zarzutu oddziałowi terenowemu URE z siedzibą we Wrocławiu.

Zarzut postawiony przez NIK MPEC w Rzeszowie, dotyczący obowiązku świadczenia usług przesyłowych: *W ocenie NIK, MPEC nie miało uprawnień do odmowy świadczenia usług przesyłowych z powodu ewentualnej zmiany cen ciepła dla innych odbiorców*, również wskazuje na subiektywną ocenę uprawnień przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego w innych przedsiębiorstwach energetycznych. Ustawa – Prawo energetyczne w art. 4 ust. 3 jednoznacznie stanowi bowiem, że świadczenie usług przesyłowych przez przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, nie może obniżyć niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu określonego w odrębnych przepisach, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci. W związku z tym MPEC musiało odmówić zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych, polegających na przesyłaniu ciepła do określonych odbiorców z wybranego przez nich tańszego źródła ciepła, gdyż do innych odbiorców ciepło musiałoby być dostarczane z droższego źródła ciepła, a więc nastąpiłaby niekorzystna zmiana cen i zakresu dostarczania ciepła dla tych odbiorców.

W omawianej informacji NIK zawarte są ponadto pozytywne oceny prowadzonej przez Prezesa URE działalności regulacyjnej w zakresie:

- dostosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne treści zawartych umów na dostawę (sprzedaż) ciepła do wymogów ustawy – Prawo energetyczne i przepisów wykonawczych w wyznaczonych przez URE terminach,
- realizacji dyspozycji tzw. rozporządzeń taryfowych obowiązujących w latach 1998-2000 w kwestii dotyczącej stopniowego ograniczania w jednym z przedsiębiorstw subsydiowania skrośnego: *subsydiowanie skrośne zastosowane w pierwszej taryfie, w znacznym mniejszym zakresie miało miejsce w drugiej taryfie i w minimalnym w trzeciej taryfie (...),*
- rozpatrywania przez oddziały terenowe URE skarg wpływających od odbiorców ciepła oraz badania sprawozdań przedkładanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyki cieplnej (w uzasadnionych przypadkach wymierzono kary pieniężne),
- kontrolowania przez oddziały terenowe URE przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji oraz kontrolowania prawidłowości stosowania taryf ciepła,
- działania w zakresie upowszechniania i popularyzacji przepisów ustawy – Prawo energetyczne (utworzenie w oddziałach terenowych URE punktów konsultacyjnych oraz posiadanie strony internetowej przez URE).

Zarówno pozytywna ocena działalności regulacyjnej, jak też przedstawiony powyżej komentarz i uwagi upraw-

niają do podtrzymania stwierdzeń, zawartych w skierowanym przez Prezesa URE do Prezesa NIK piśmie z 30 lipca 2002 r., że wynik przeprowadzanej przez NIK w ciągu 7 miesięcy kontroli potwierdza tylko ogólną i powszechnie dostępną wiedzę na temat funkcjonowania sektora ciepłowniczego i w związku z tym przydatność informacji uzyskanych przez NIK w wyniku tej kontroli jest znikoma.

W wystąpieniu pokontrolnym NIK z 19 grudnia 2002 r, w związku z przeprowadzoną kontrolą w zakresie realizacji przez Prezesa URE zadań związanych z „Obsługą odbiorców energii elektrycznej” w latach 1999-2002 zawarto zalecenia pokontrolne.

W pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę na fakt, że nie zawsze adresatem zaleceń pokontrolnych sformułowanych przez NIK powinien być Prezes URE. Nie jest to wątpliwość jedynie natury semantycznej, ponieważ Prezes URE nie zajmuje się obsługą odbiorców energii elektrycznej, a także odbiorców innych rodzajów energii. Sprawy te pozostają w gestii przedsiębiorstw energetycznych. Byłoby zatem zasadne, aby NIK skierowała również i do nich stosowne uwagi, oceny i wnioski.

W wystąpieniu pokontrolnym zawarto zarzut, że w procesie stanowienia kolejnych taryf na energię elektryczną wystąpiły zjawiska negatywne z punktu widzenia interesów odbiorców energii elektrycznej. Należy wyjaśnić, że już samo sformułowanie „proces stanowienia taryf” nie jest jasne i powstaje wątpliwość, do kogo ono się odnosi. Zgodnie z art. 47 ustawy – Prawo energetyczne to przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę, a Prezes URE jedynie ją zatwierdza lub odmawia jej zatwierdzenia, przy czym odmowa zatwierdzenia taryfy może nastąpić tylko w przypadkach określonych w tej ustawie i w rozporządzeniach wykonawczych, dodajmy: z przyczyn natury prawnej. Wskazywanie Prezesa URE jako „częściowo” winnego negatywnych zjawisk z punktu widzenia interesów odbiorców wymaga przede wszystkim szczegółowego sprecyzowania. Należało to uczynić tym bardziej, że NIK wskazał 33 spółki dystrybucyjne, które przedstawiając Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia nie zastosowały się przede wszystkim do przepisów § 49 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 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. Wskazuje się, że to właśnie Prezes URE polecił spółkom dostosowanie się do ograniczenia wzrostu dla odbiorców do 13% obowiązującego w grupach G11 i G12, a ponadto wskazuje się, że to także Prezes URE wystąpił z inicjatywą korekty taryf dla grup C11 i C12, tj. odbiorców prowadzących działalność gospodarczą na małą skalę.

Pierwsze taryfy zakładów energetycznych Prezes URE zatwierdził zgodnie z przepisami rozporządzenia taryfowego. Jednakże, mając na uwadze fakt, że

odbiorcy zasilani na niskim napięciu – grupa C1, lub na średnim napięciu – grupa B-11, pobierający małą moc w stosunku do mocy przyłączeniowej oraz zużywający małe ilości energii lub nie zużywający energii wcale, i którym opłaty za dostawę energii ustalone na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w nowych taryfach dla energii elektrycznej wzrosły w sposób istotny, nie byli w sposób dostateczny przygotowani na zasadniczą zmianę struktury opłat za energię, co uniemożliwiło im racjonalizację działań (m.in. konieczność dostosowania umów do nowych rozliczeń), Prezes URE zwrócił się do spółek dystrybucyjnych o dokonanie analizy skutków finansowych dla poszczególnych odbiorców energii i ewentualne przedłożenie zmian w zatwierdzonych taryfach. Kierując się szeroko rozumianym interesem społecznym odbiorców zużywających małe ilości energii elektrycznej w okresie wdrażania nowych przepisów ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE przeprowadził szereg negocjacji, w wyniku których spółki dystrybucyjne wystąpiły z korektą taryf dla energii elektrycznej.

Wszystko to wskazuje jednoznacznie, że tylko dzięki niewładczym działaniom Prezesa URE o charakterze mediacyjnym ograniczono wówczas wzrost cen dla odbiorców i jednocześnie ujawniono błędy w rozwiązaniach przyjętych w rozporządzeniu taryfowym, którego zapisy, zgodnie z art. 46 ustawy – Prawo energetyczne, były określane przez Ministra Gospodarki w porozumieniu z Ministrem Finansów jedynie po zasięgnięciu opinii Prezesa URE.

NIK postawiła Prezesowi URE także zarzut niedokonania przed zatwierdzeniem pierwszych taryf, tj. w 1999 r., szczegółowej analizy wysokości opłat za przyłączenie odbiorców do sieci. Jest to zarzut niezasadny, gdyż ówczesne przepisy wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne nie określały w żaden sposób standardowych elementów przyłącza. Oznacza to, że inicjatywę w tym zakresie pozostawiono wyłącznie przedsiębiorstwom dystrybucyjnym. Te zaś postąpiły zgodnie z własną wiedzą, potrzebami i interesem. Prezes URE był zatem pozbawiony wówczas podstawy prawnej działań weryfikujących wysokość opłat przyłączeniowych.

Jednym z najbardziej istotnych zadań Prezesa URE było, i jest nadal, określenie przychodu regulowanego przedsiębiorstwa energetycznego w sposób umożliwiający pokrycie jego kosztów uzasadnionych przy uwzględnieniu ochrony konsumentów przed nieuzasadnionym poziomem cen. Oznacza to, że nie wszystkie koszty poniesione (i pokazane w sprawozdaniach) przez przedsiębiorstwo energetyczne Prezes URE uznaje (i może uznać) za koszty uzasadnione. W przeciwnym wypadku taryfy przenosiłyby wszelkie koszty przez same przedsiębiorstwa energetyczne uznane za uzasadnione. Nie oznacza to jednak, że są to koszty uzasadnione w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Może mieć miejsce także odwrotna sytuacja, jaka wystąpiła w 1999 r. Przepisy prawa dopuściły dowolność w zakresie ustalenia wysokości opłat za przyłączenie do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne, pozbawiając tym sa-

mym Prezesa URE prawnej możliwości ingerowania w jej wysokość. Jedynym możliwym działaniem Prezesa URE w tej kwestii było podjęcie działań nieformalnych. Taka weryfikacja wysokości opłat za przyłączenie była możliwa jedynie w trybie porozumienia ze spółkami dystrybucyjnymi i – jak sam NIK stwierdził – zostało to przez Prezesa URE przeprowadzone.

Dopiero w maju 2000 r. znowelizowano ustawę – Prawo energetyczne i w art. 7 określono zasady kalkulacji stawek opat za przyłączenie do sieci, stwarzając podstawy prawne do działań Prezesa URE w tym zakresie. Musi zatem zastanawiać zamieszczenie przez NIK ocen o historycznym już charakterze, dobrze znanych opinii publicznej i *de facto* dokonanych już wcześniej przez Prezesa URE (w książce pt. „Regulacja energetyki w Polsce”, A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zaleski, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa – Toruń, 2001 r.).

W wystąpieniu pokontrolnym stwierdzono także fakt, że spółki dystrybucyjne w kolejnym roku, tj. 2000, zaplanowały bardzo wysokie wzrosty cen i stawek opłat. NIK wskazuje jednocześnie na działanie Prezesa URE, które doprowadziło do ograniczenia wzrostu cen i stawek opłat, co należy uznać za pozytywną ocenę działania Prezesa URE w tej sprawie.

Za niewłaściwe uznał NIK zatwierdzenie przez Prezesa URE taryfy Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA (PSE SA) później niż taryf spółek dystrybucyjnych i w wysokości zagrażającej ich sytuacji ekonomicznej. Wniesiono zatem o przestrzeganie przez Prezesa URE zasady zatwierdzania taryfy PSE SA przed zatwierdzeniem taryf spółek dystrybucyjnych.

Sformułowany zarzut, jakkolwiek odnosi się do zdarzeń faktycznych, jakie miały miejsce w latach 2000 i 2001, jest zarzutem chybnym, a wynikające z niego zalecenie pozbawione jest podstaw prawnych. Nie jest zatem możliwa jego realizacja. W prawie, jakie obowiązywało w roku 2000, nie było żadnej przesłanki formalnej determinującej sekwencję zatwierdzania taryf poszczególnych przedsiębiorstw. Przeciwnie: przedsiębiorstwa energetyczne miały pełną swobodę w zakresie składania wniosków o zatwierdzenie taryfy, mogły to zrobić w dowolnym czasie. Prezes URE był zaś związany trzydziestodniowym ustawowym terminem na podjęcie decyzji o zatwierdzeniu lub odrzuceniu przedłożonego wniosku. Antycypowanie oceny kosztów przeniesionych, wynikające z niepodjęcia jeszcze decyzji taryfowej PSE SA, pozostawione było tym samym spółce dystrybucyjnej w ramach ryzyka biznesowego. Sytuacja prawna w roku 2001 uległa zmianie tylko o tyle, że w nowym rozporządzeniu taryfowym pojawił się przepis określający rok taryfowy jako kolejnych 12 miesięcy, począwszy od 1 lipca. Tym samym zaistniała przesłanka prawna do skoordynowania w czasie procesów zatwierdzania taryf poszczególnych przedsiębiorstw. Nie jest to jednak przepis uzależniający wejście w życie taryf poszczególnych przedsiębiorstw od faktu wydania wszystkich decyzji pozytywnych. Zalecenie NIK w tym

zakresie nie jest zatem uprawnione. Świadczy o tym potencjalnie możliwa sytuacja gdy wniosek o zatwierdzenie taryfy PSE SA zostałby odrzucony. W takim wypadku należałoby – wg zaleceń NIK – wstrzymać się z wydaniem decyzji o zatwierdzeniu taryf spółek dystrybucyjnych, narażając je na brak pokrycia w przychodach kosztów przenoszonych poza taryfą PSE SA oraz kosztów własnych, na co jednak nie pozwala regulacja zawarta w art. 47 ustawy – Prawo energetyczne. Odrębnym problemem byłyby prawne i gospodarcze skutki braku taryfy, wymuszone przez Prezesa URE, a niezawinione przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne (przez fakt niezatwierdzenia taryfy innego przedsiębiorstwa). To taką właśnie sytuację należałoby ocenić jako naruszenie przez Prezesa URE kryteriów celowości, gospodarności oraz legalności. Trzeba bowiem podkreślić, że zatwierdzanie taryf lub odmowa ich zatwierdzenia są uwarunkowane wyłącznie przepisami prawa (art. 47 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). Ustawodawca świadomie więc ograniczył wpływ organu państwowego na czas wymagany do zatwierdzenia taryf. Oznacza to, że to właśnie same przedsiębiorstwa energetyczne wyznaczają Prezesowi URE czas zatwierdzenia przedłożonej taryfy, a nie odwrotnie.

Postępowanie zgodne z zaleceniami NIK zmuszałoby Prezesa URE albo do bezkrytycznego akceptowania wniosków taryfowych PSE SA (aby „zdażyć z decyzją”) albo do nieuzasadnionego i niezgodnego z prawem wstrzymywania zatwierdzania decyzji taryfowych spółek dystrybucyjnych w przypadku przedłużających się negocjacji z PSE SA. Zarzut postawiony przez NIK Prezesowi URE byłby słuszny wyłącznie w przypadku, gdyby miał on kompetencje do jednostronnego ustanowienia taryfy wbrew woli przedsiębiorstwa.

Zatwierdzenie taryfy PSE SA przed zatwierdzeniem taryf spółek dystrybucyjnych zostało zrealizowane w 2002 r. W roku tym zatwierdzenie taryfy PSE SA zostało skoordynowane z zatwierdzeniem taryf większości spółek dystrybucyjnych.

Oceniając działania Prezesa URE podejmowane w latach 1999-2001, należy pamiętać, że fundamentalny wpływ na przebieg procesu kształtowania pierwszych taryf przedsiębiorstw elektroenergetycznych oraz konieczność wielokrotnego ich korygowania wywarły decyzje Ministra Gospodarki i Rady Ministrów podjęte na przełomie lat 1998 i 1999. Rozporządzenie taryfowe, wydane przez Ministra Gospodarki, zostało opublikowane dopiero 17 grudnia 1998 r., a Rada Ministrów zrezygnowała z założonego w ustawie – Prawo energetyczne dwuletniego okresu przejściowego, w którym Minister Finansów mógł określić ceny energii elektrycznej, nie dając czasu na:

- 1) dostosowanie systemów ewidencji księgowej w przedsiębiorstwach do wymagań nowych przepisów,
- 2) ułożenie z odbiorcami bez kontroli poboru mocy (grupy C1, B1) stosunków umownych uwzględniających racjonalne wielkości mocy umownych i sposoby nadzoru ich przestrzegania,

3) przeanalizowanie skutków zmiany zasad finansowania inwestycji przyłączeniowych i wdrożenie niezbędnych uzupełnień do ustawy (zrealizowane w ramach nowelizacji w 2000 r. – na podstawie negatywnych doświadczeń z praktyki).

Zaprzestanie przez Ministra Finansów ustalania cen energii 1 stycznia 1999 r. spowodowało, że wielu negatywnych zjawisk w procesie kształtowania taryf nie można było uniknąć, tym bardziej że niektóre z tych przepisów zostały wydane w ostatniej chwili. Szczególnym tego przykładem jest rozporządzenie Rady Ministrów z 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. (Dz. U. Nr 160, poz. 1067), które weszło w życie właśnie 1 stycznia 1999 r. Za skutki powstałej wówczas sytuacji formalno-prawnej nie można winić Prezesa URE, gdyż nie miał on na nią żadnego wpływu.

W wystąpieniu pokontrolnym znalazła się pozytywna ocena działań podejmowanych przez Prezesa URE w latach 2000 i 2001 w celu zlikwidowania skutków negatywnych zjawisk związanych z taryfą PSE SA. Tak więc negatywne zjawiska, z punktu widzenia odbiorców energii elektrycznej, nie tylko nie były zawinione przez Prezesa URE, ale Prezes URE skutecznie im przeciwdziałal w granicach swoich kompetencji ustawowych.

Prezesowi URE zalecono ograniczenie stosowania ujemnej wartości współczynników korekcyjnych do sytuacji, gdy ich zastosowanie uzasadnione jest faktyczną zmianą warunków prowadzenia działalności. Dowodzi to niezrozumienia istoty regulacji. W procesie zatwierdzania taryf istotną rolę odgrywają przepisy art. 45 ustawy – Prawo energetyczne oraz wydane na jego podstawie rozporządzenia. Przepisy te upoważniają Prezesa URE do stosowania w działalności regulacyjnej systemu opartego nie tylko na regulacji kosztowej, ale również na regulacji bodźcowej, wyrażonej w formule tzw. $RPI - X$, gdzie RPI to indeks wzrostu cen detalicznych (Retail Price Index), czyli stopa inflacji, a X to oczekiwana przez regulatora poprawa efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego. Formuła ta nosi nazwę pułapu cenowego i pozwala przedsiębiorstwu, którego dotyczy regulacja, samodzielnie waloryzować dotychczas stosowane ceny i stawki opłat zawarte w taryfie. Wartość X jest zwykle dodatnia, co oznacza realny spadek cen i stawek opłat. Ale taka modelowa sytuacja ma miejsce głównie w krajach o ustabilizowanej gospodarce. Trudno za taką uznać polską gospodarkę, podlegającą wszechogarniającej transformacji systemowej. Dr A. Szablewski, jeden z ekspertów współtworzących Prawo energetyczne, wyraża następujący pogląd: *Kluczowa jest tu [w celu uzyskania odpowiednich przychodów – dopełnienie moje] wartość parametru X. Ustalając tę wartość, należy pamiętać, że chodzi tu nie tylko o zapewnienie odbiorcom moż-*

liwości partycypowania w korzyściach wynikających z obniżki kosztów, ale również o zapewnienie przedsiębiorstwom regulowanym odpowiednich przychodów do pokrycia wszystkich kosztów, w tym również zwrotu z kapitału w stopniu uwzględniającym poziom ponoszonego przez inwestora ryzyka. Regulator musi więc z jednej strony ocenić możliwe do wykorzystania w okresie obowiązywania formuły rezerwy obniżki kosztów, z drugiej zaś ocenić rozmiar niezbędnych do normalnego funkcjonowania przedsiębiorstwa przychodów. Stąd też nie zawsze wartość tego współczynnika jest dodatnia. W przypadku dużych potrzeb inwestycyjnych lub konieczności doprowadzenia cen do poziomu ekonomicznego czy wreszcie stworzenia odpowiednich bodźców dla inwestorów w przypadku zamierzonej prywatyzacji przedsiębiorstw regulowanych możliwe i często stosowane w praktyce jest przyjmowanie zerowej czy nawet ujemnej wartości parametru X (A. Szablewski, „Promowanie konkurencji i uwarunkowania wyboru metody regulacji cen energii i paliw w świetle ustawy – Prawo energetyczne”, w: „Liberalizacja sektora energetycznego i telekomunikacyjnego”, pod red. A. Szablewskiego, Polska Akademia Nauk, Instytut Nauk Ekonomicznych, „Monografie” nr 10, Dom Wydawniczy ELIPSA, Warszawa 1998 r., s. 35). Dodatkowo warto wyjaśnić, iż oczekiwanie realnego spadku cen i stawek opłat za energię elektryczną w sytuacji istnienia olbrzymich zobowiązań wynikających z kontraktów długoterminowych (KDT), ponadinflacyjnego wzrostu cen paliw podstawowych i wynagrodzeń, zwiększonego wysiłku inwestycyjnego niemal wszystkich przedsiębiorstw energetycznych podsektora elektroenergetyki oraz wprowadzenia podatku od nieruchomości (dla infrastruktury sieciowej), a także akcyzy, nie jest w żaden sposób uprawnione.

NIK postawił Prezesowi URE także zarzut uznawania za koszt uzasadniony bonifikat w cenie sprzedaży energii elektrycznej z tytułu taryfy pracowniczej i zalecił zaprzestanie zaliczania do kosztów uzasadnionych obciążeń wynikających z udzielanych bonifikat z tytułu stosowania taryfy pracowniczej na energię elektryczną, odnosząc ten wniosek – jak należy domniemywać – zarówno do pracowników, jak i osób niebędących pracownikami koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, w tym emerytów i rencistów.

Tymczasem zalecenie to nie może być skierowane wyłącznie do Prezesa URE. Wynika to przede wszystkim z tego, że zasady korzystania z taryfy pracowniczej zostały określone w załączniku nr 6 do Ponadzakładowego układu zbiorowego pracy dla pracowników przemysłu energetycznego z 13 maja 1993 r. Stronami tego układu są związki pracodawców i pracobiorców sektora elektroenergetycznego. Postanowienia zawarte w tym układzie, na mocy przepisów ustawy – Kodeks pracy, określają obowiązki pracodawców m.in. w zakresie udzielania pracownikom bonifikat na ceny energii elektrycznej. Jednak ani Prezes URE, ani żaden inny organ administracji rządowej nie są

stroną tego układu. Dopóki ten przywilej będzie istniał, Prezes URE nie może go zignorować, ani nie może w niego ingerować.

Od 1999 r. trwają bowiem prace w ramach Zespołu Trójstronnego ds. Branży Energetycznej w byłym Ministerstwie Pracy i Polityki Społecznej, a obecnie Ministerstwie Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, w których Prezes URE bierze udział jako przedstawiciel strony rządowej. W skład tego zespołu wchodzi przedstawiciele strony rządowej, strony pracowników oraz strony pracodawców.

Efektom spotkań, jakie odbyły się m.in. w siedzibie Prezesa URE, są podjęte ustalenia. Zgodnie z nimi przedsiębiorstwa objęte Ponadzakładowym układem zbiorowym pracy dla pracowników przemysłu energetycznego posiadające koncesje na wytwarzanie, obrót i dystrybucję energii będą pokrywały koszty tzw. taryfy pracowniczej, począwszy od 1 lipca 2003 r. Zespół poszukuje nadal sposobu rozwiązania pozostałych problemów związanych ze stosowaniem taryfy pracowniczej dla emerytów i rencistów, pracowników firm zaplecza oraz emerytów i rencistów firm, które już nie istnieją. Ustalono, że do czasu wypracowania innych zasad będą obowiązywały zasady dotychczasowe. Zachodzi bowiem obawa, iż radykalna, jednostronna i nieuzgodniona ze związkami zawodowymi likwidacja, skądinąd niesłusznego i kosztownego przywileju taryfy pracowniczej, może w istotny sposób ograniczyć bezpieczeństwo energetyczne kraju, chociażby poprzez wywołanie protestów załóg przedsiębiorstw energetycznych.

Nie oznacza to, że Prezes URE uwzględni w kosztach uzasadnionych bonifikaty z tytułu taryfy pracowniczej bezkrytycznie i w niekontrolowanej wysokości. Podejmowane są wielorakie działania w celu ograniczenia skutków tego przywileju. Dla przykładu, w 2002 r. Prezes URE nie zaakceptował części kwoty z tego tytułu, tj. ok. 30 mln zł. Przedsiębiorstwa energetyczne zostały także poinformowane, że od 1 lipca 2003 r. nie będą zaliczane do ich kosztów uzasadnionych koszty taryfy pracowniczej dotyczące pracowników tych przedsiębiorstw. Prezes URE wystąpił ponadto do Ministra Pracy i Polityki Społecznej w sprawie, do wystąpienia w której zobowiązał go zespół. Wystąpił także do Rady Europejskich Regulatorów Energetyki o przekazanie informacji nt. sposobu rozwiązania w poszczególnych krajach Europy problemu umieszczenia taryf pracowniczych w kosztach przedsiębiorstw energetycznych.

Problem związany ze stosowaniem taryfy pracowniczej, jako niesprawiedliwego i nieuzasadnionego przywileju pewnej grupy odbiorców, znany jest już od 1994 r. Trybunał Konstytucyjny w swym orzeczeniu z 12 kwietnia 1994 r. stwierdził, że uprzywilejowanie pewnej grupy zawodowej jest niesprawiedliwe *poprzez z gruntu nieuzasadnione przerzucenie finansowania darmowych dostaw energii na ogół społeczeństwa*. Problem ten jak dotąd nie znalazł skutecznego rozwiązania, bo przez całe lata skutecznie to paraliżowano.

Uwzględniając proces integracji Polski z Unią Europejską, należy zważyć, że sankcjonowanie tego przywileju stoi w sprzeczności z postanowieniami Dyrektywy nr 96/92/EC. Stwierdza ona, że energia elektryczna powinna być dostarczana w sposób niedyskryminujący zarówno użytkowników, jak i grup użytkowników sieci dystrybucyjnej. Oznacza to, że kraje członkowskie, które obecnie stosują tego typu przywileje, będą musiały z nich zrezygnować.

Mimo powyższych ustaleń zespołu, którego prace nadal trwają, jako przedstawiciel strony rządowej w tym zespole Prezes URE musi jednak uwzględnić w swojej obecnej pracy stanowisko prezentowane przez Rząd RP.

W wystąpieniu pokontrolnym zalecono Prezesowi URE kontynuowanie działań zmierzających do zapewnienia należytej współpracy przedsiębiorstw dystrybucyjnych z zarządami gmin przy opracowywaniu planów rozwoju i zaopatrzenia w energię.

Należy zauważyć, że w strukturze gminy nie występowały już organy zwane zarządami gmin, więc jakiegokolwiek zalecenia dotyczące współpracy z tymi organami są bezprzedmiotowe. Zmiana ta została dokonana w ustawie z 20 czerwca 2002 r. o bezpośrednim wyborze wójtów, burmistrzów i prezydentów miast (Dz. U. Nr 113, poz. 984 ze zm.), zmieniającej od 27 października 2002 r. m.in. odpowiednie przepisy ustawy o samorządzie gminnym i ustawy – Prawo energetyczne. Kompetencje zarządów gmin w omawianym zakresie przejęli wójtowie, burmistrzowie i prezydenci miast.

Niezależnie od tego pojawiają się wątpliwości, czy w zaleceniach pokontrolnych chodzi o współpracę przedsiębiorstw energetycznych z gminami w zakresie tworzenia projektów założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną, które powinna uchwalić każda gmina, czy o współpracę w zakresie tworzenia projektów takich planów, co ma charakter wyjątkowy. Zgodnie z art. 20 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, plan zaopatrzenia w energię powinien bowiem być uchwalony tylko wówczas, gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji wspomnianych założeń.

Prezes URE nie ma żadnych instrumentów prawnych zapewniających wpływ na realizację przez gminy ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne. Wprawdzie niewykonanie tych obowiązków, np. nieuchwalenie założeń do planów zaopatrzenia w energię, może spowodować obiektywną niemożność wywiązania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku zapewnienia spójności planów rozwoju z tymi założeniami, to jednak Prezes URE nie może wpływać w sposób władczy na gminy w tym zakresie. Pamiętać bowiem należy o regulacji zawartej w art. 7 Konstytucji RP (*Organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa*) oraz w art. 165 ust. 2 (*Samodzielność jednostek samorządu terytorialnego podlega ochronie sądowej*) i w art. 171, regulującym kwestie nadzoru na działalnością samorządu

terytorialnego. Działalność Prezesa URE w tym zakresie może więc mieć jedynie charakter doradczy i pomocniczy, a jej efekt uzależniony jest wyłącznie od woli gmin co do skorzystania lub nieskorzystania z tych rad.

NIK wniosła do Prezesa URE o podejmowanie z własnej inicjatywy i przeprowadzanie w przedsiębiorstwach energetycznych kontroli w zakresie przestrzegania standardów obsługi odbiorców i parametrów jakościowych dostaw energii.

Ocena sformułowana przez NIK w tej kwestii dowodzi niezrozumienia istoty działania organu regulacyjnego. Jest bowiem oczywiste, iż funkcje kontrolne przypisane takiemu organowi mogą być wykonywane przede wszystkim poprzez badanie i analizowanie treści wpływających do urzędu dokumentów, w tym skarg i wniosków odbiorców. Żaden organ regulacyjny na świecie nie dysponuje służbami inspekcyjnymi, prowadzącymi kontrole w przedsiębiorstwach.

Analizując wnioski pokontrolne, sformułowane po przeprowadzeniu w urzędzie zarówno omawianej kontroli, jak i innych kontroli, nie można oprzeć się wrażeniu, że postulowane przez NIK sposoby kontrolowania wobec przedsiębiorstw energetycznych pochodzą z czasów minionych, w których funkcjonowały ustawa z 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej i przepisy rozporządzeń Rady Ministrów z 27 grudnia 1985 r. dotyczące szczegółowego zakresu oraz trybu działania Ministra Gospodarki Materialowej i Paliwowej oraz terenowych inspektoratów gospodarki energetycznej. Przywołane przepisy upoważniały wskazane organy do działania wobec jednostek gospodarki uspołecznionej i nieuspołecznionej w formach władczych. Organy te mogły nakazywać, zakazywać, wydawać decyzje zobowiązujące do podjęcia określonych działań lub ich zakazać, w trybie nadzoru nad wspólną siecią uchylić i zmienić warunki przyłączenia do sieci, wydawać wytyczne dotyczące poboru paliw i energii przez poszczególne grupy użytkowników. Do zakresu działania ówczesnego Ministra Gospodarki Materialowej i Paliwowej należało m.in. rozpatrywanie odwołań od decyzji okręgowych inspektoratów gospodarki energetycznej, zaleceń pokontrolnych i orzeczeń o nałożeniu kary. Funkcje kontrolne były bardzo rozbudowane. Inspektorzy, działający na obszarze 8 OIGE wykonujących kontrolę, byli uprawnieni do wstępu w każdym czasie na teren i do obiektów jednostki kontrolowanej, zaś trybowi działania podczas wykonywania kontroli gospodarki energetycznej poświęcono cały rozdział jednego z ww. rozporządzeń.

Tymczasem NIK, formułując wnioski pokontrolne dotyczące sposobu przeprowadzania przez Prezesa URE kontroli przedsiębiorstw energetycznych, jakby nie chce przyjąć do wiadomości zmian, jakie dokonały się w tym zakresie, a które charakteryzuje wprowadzenie pojęcia „regulacja” w miejsce pojęcia „nadzór i kontrola”. Formułując wnioski, NIK nie chce dostrzec innych

niż poprzednio stosowane form działania przypisanych Prezesowi URE, wynikających choćby z zastąpienia jednostek uspołecznionych i nieuspołecznionych przedsiębiorstwami energetycznymi, działającymi na podstawie Kodeksu spółek handlowych, zmierzającymi w swoim działaniu do gospodarki rynkowej. NIK nie chce także uznać, że podstawowym działaniem regulatora jest zastępowanie przez niego rynku tam, gdzie go nie ma, i sprzyjanie tworzeniu się rynków tam, gdzie to jest możliwe.

Kontrola przedsiębiorstw energetycznych może przybierać różne formy. Nie można zatem przyjąć, że tylko kontrola przeprowadzona przez pracownika URE w siedzibie przedsiębiorstwa energetycznego jest tą jedyną właściwą i najbardziej wiarygodną, skoro te same dokumenty można poddać kontroli w siedzibie Prezesa URE. Podkreślić należy to, że informacje uzyskane w drodze korespondencji, np. na podstawie wezwań, są dokumentowane potwierdzonymi kopiami umów, protokołów, sprawozdań finansowych i w sposób wiarygodny odzwierciedlają stan prawny i faktyczny kontrolowanego zagadnienia. Przeprowadzenie kontroli w siedzibie koncesjonariusza nie stworzyłoby lepszych warunków kontroli, gdyż w siedzibie przedsiębiorstwa kontrola odbywałaby się w oparciu o tę samą dokumentację, która jest nadsyłana do urzędu. Nie jest zatem uzasadnione uznanie bezpośrednich wizyt pracowników URE w przedsiębiorstwach energetycznych w celu kontroli warunków koncesyjnych, stosowanych taryf, parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców paliw gazowych i energii elektrycznej, kwalifikacji osób, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw, ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, za instrument służący realizacji zadań regulacyjnych Prezesa URE.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne umożliwiają Prezesowi URE prowadzenie stałej i skutecznej kontroli działalności przedsiębiorstw energetycznych poprzez analizę ich sytuacji w procesie udzielania koncesji lub jej zmiany, zatwierdzania taryfy lub jej zmiany, uzgadniania projektów planów rozwoju, rozstrzygania sporów, analizowania skarg.

Ocena realizacji warunków koncesyjnych, takich jak: utrzymanie właściwych standardów świadczenia usług energetycznych, np. parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców, działania koncesjonariuszy na rzecz obniżenia kosztów prowadzenia działalności, wytwarzanie energii czy ciepła w ilości wynikającej z zawartych umów, obowiązek dostosowania treści zawartych umów do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, utrzymywanie zapasów paliw w wymaganych przepisami wielkościach, prowadzona jest na etapie analizy i oceny złożonych wniosków taryfowych stanowiących podstawę do zatwierdzania taryf. Ponadto każdy koncesjonariusz

składa raz w roku sprawozdanie z realizacji warunków koncesyjnych.

Kontrola realizacji zatwierdzonych taryf następuje podczas analizy złożonego wniosku o zatwierdzenie nowej taryfy lub o jej zmianę. Każdy wniosek taryfowy złożony w urzędzie analizowany jest szczegółowo pod względem formalnym i merytorycznym. Analizowana jest prawidłowość określenia przez wnioskodawcę planowanych kosztów działalności koncesjonowanej w oparciu o koszty poniesione w poprzednim roku kalendarzowym. Prawidłowość rejestracji kosztów poniesionych oraz ich wysokość oceniana jest na podstawie sprawozdawczości GUS oraz sprawozdań finansowych. Pojawiające się wątpliwości rozstrzygane są w oparciu o pisemne informacje otrzymywane na podstawie wezwań kierowanych do przedsiębiorstw. Taryfa może być zatwierdzona tylko w przypadku stwierdzenia, że została sporządzona zgodnie z zasadami, o których mowa w art. 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne. Dlatego też kontrola taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, pod względem ich zgodności z ww. art. 45 i art. 46 może odnosić się do okresu przed zatwierdzeniem taryfy, gdyż właśnie zatwierdzenie taryfy potwierdza jej zgodność z ww. zasadami. Późniejsza kontrola u koncesjonariusza byłaby zatem niecelowa.

Choć Prezesowi URE przypisano w ustawie – Prawo energetyczne pewne funkcje kontrolne, to jednocześnie statut URE, nadany w 1997 r. przez Prezesa Rady Ministrów w drodze rozporządzenia, ukształtował strukturę urzędu i jednocześnie strukturę zatrudnienia tak, iż realizacja funkcji kontrolnych w siedzibach przedsiębiorstw energetycznych, zalecana przez NIK, nie była i nie jest po prostu możliwa. Potwierdzały to także kolejne budżety URE, w których nie przewidziano ani zatrudnienia inspektorów realizujących kontrole problemowe, ani też nie przydzielono stosownych środków na ich realizację siłami zewnętrznymi. Nie jest także możliwe, by przy aktualnie prowadzonych przez urząd sprawach, o czym świadczy przedkładane sprawozdanie, wydelegować pracowników urzędu do prowadzenia tego rodzaju kontroli. Jest zatem co najmniej kilkanaście powodów usprawiedliwiających brak działań Prezesa URE w zakresie, którego dotyczy wniosek NIK. Po pierwsze, brak środków finansowych, po drugie, brak rezerw kadrowych, po trzecie, brak odpowiedniego wyposażenia technicznego. Wszystko to powoduje, iż podstawowym sposobem prowadzenia kontroli pozostanie analizowanie i badanie wpływających do urzędu dokumentów pod kątem ujawnienia występujących w przedsiębiorstwach energetycznych nieprawidłowości zarówno w zakresie realizacji warunków koncesji, jak i obsługi odbiorców końcowych. Następnym ujawnienia nieprawidłowości będzie podejmowanie stosownych działań interwencyjnych przy wykorzystaniu dostępnych instrumentów prawnych.

W wystąpieniu pokontrolnym skierowano wniosek do Prezesa URE o intensyfikację działań mających na celu usunięcie barier ograniczających korzystanie przez odbiorców energii z usług przesyłowych na zasadzie TPA.

Należy przede wszystkim zauważyć, że istnienie barier w dostępie do świadczenia usług przesyłowych wynikało, co do zasady, wprost z ustawy – Prawo energetyczne (art. 65 w brzmieniu obowiązującym do 31 grudnia 2002 r.), a Prezes URE nie mógł mieć żadnego wpływu na jej brzmienie, gdyż organ ten powołany został właśnie w tej ustawie. Nadto Prezes URE nie ma prawnego wpływu na treść ustaw również obecnie, gdyż przesadzają to przepisy o charakterze ustrojowym.

Wpływ Prezesa URE na kształt przepisów wykonawczych w tym zakresie był również ograniczony, bowiem ww. art. 65 nie zobowiązywał Ministra Gospodarki nawet do „zasięgnięcia opinii Prezesa URE”, do czego zobowiązywał art. 46.

Nie oznacza to, że Prezes URE nie prowadzi prac mających na celu identyfikację barier prawnych oraz nie proponuje rozwiązań, które je likwidują lub usprawniają proces rozwoju rynków konkurencyjnych paliw i energii. Prezes URE przedstawiał periodycznie swoje propozycje nowelizacyjne, ale nie znajdowały one właściwego uznania w Ministerstwie Gospodarki. Z tego też względu zalecenie *intensyfikacji działań mających na celu usunięcie barier ograniczających korzystanie przez odbiorców z usług przesyłowych na zasadzie TPA* może dotyczyć w zasadzie tylko działań pobudzających działania Ministra Gospodarki. Te działania są podejmowane, ale ich skutek zależy od tego Ministra. Przedstawiciele URE uczestniczą we wszystkich pracach, które zmierzają do rozwiązania problemu KDT, usprawnienia działania Rynku Bilansującego w elektroenergetyce, w restrukturyzacji rynkowej PGNiG itp. Prezes URE uczestniczy w pracach Zespołu ds. Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziarnego powołanym przez Prezesa Rady Ministrów, gdzie na bieżąco przedstawia propozycje usprawnienia mechanizmów rynkowych.

Przedstawiony powyżej wniosek NIK należy uznać za spóźniony wobec faktu, że 1 stycznia 2003 r. wejdą w życie istotne zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, dokonane w ustawie z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, która ogłoszona została w „Dzienniku Ustaw” z 28 sierpnia 2002 r. Nr 135, pod poz. 1144 – art. 4 w nowym brzmieniu oraz art. 4a i 4b.

Z analizy przedłożonych Prezesowi URE przez NIK wniosków pokontrolnych wynika, że przeprowadzone kontrole potwierdziły jedynie istnienie ogólnie znanych trudności, z jakimi spotyka się Prezes URE w niełatwym procesie regulacji. Stawiając ww. zarzuty i formułując wnioski, NIK nie przeanalizował zmieniającego się stanu prawnego, który wyznaczał Prezesowi URE zakres i sposób podejmowanych działań. Nie wziął także pod uwagę innych warunków, prawnych i fak-

tycznych, w jakich działa regulowany przez Prezesa URE sektor. Z przeprowadzonych przez NIK kontroli wynika postulat innego zakresu i sposobu działania regulatora, niż to wynika z obowiązujących przepisów prawnych, poczynając od Konstytucji RP. Kontrole te nie wniosły zatem żadnych merytorycznych i proceduralnych wartości do kontrolowanej działalności Prezesa URE, zwanej „regulacją”. Trwające wiele miesięcy kontrole NIK i sformułowane po ich zakończeniu wnioski rodzą zasadnicze pytania co do potrzeby przeprowadzania takich kontroli, bo komu i czemu mają one służyć i jak skorzystać z merytorycznie słabo udokumentowanych i mocno dyskusyjnych, zarówno w warstwie normatywnej, jak i co do rzetelności, zaleceń pokontrolnych.

W pismach, wnioskach, prośbach kierowanych do Prezesa URE, zarówno przez przedsiębiorstwa ener-

getyczne, osoby fizyczne, jak i instytucje państwowe, w tym NIK, często zawarta jest wiara w omnipotencję Prezesa URE. Tymczasem Prezes URE działa w granicach i na podstawie przepisów prawnych, zgodnie z Konstytucją RP, ustawami i aktami wykonawczymi, o czym należy stale pamiętać.

Ustawodawca, uchwalając ustawę – Prawo energetyczne w 1997 r. jednoznacznie opowiedział się za koniecznością dokonania zasadniczych zmian w zasadach funkcjonowania energetyki. Należy zatem przyjąć je do wiadomości, dążąc jednocześnie do ich zrozumienia i stosowania. Proces integracji Polski z Unią Europejską wskazuje jednoznacznie na to, że nie ma powrotu do głównego i okręgowych inspektoratów gospodarki energetycznej oraz do nadzoru i kontroli nad jednostkami gospodarki uspołecznionej prowadzonych według minionych wzorów.

Część IV. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

1. Struktura Urzędu Regulacji Energetyki

W 2002 r. zmieniono strukturę urzędu. Zmian dokonano na podstawie zarządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki. Konieczność wydania zarządzenia wynikała ze zmiany art. 21 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.) dokonanej w ustawie z 21 grudnia 2001 r. o zmianie ustawy o organizacji i trybie pracy Rady Ministrów oraz o zakresie działania ministrów, ustawy o działach administracji rządowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. Nr 154, poz. 1800). Zgodnie z dotychczasowym przepisem statut Urzędowi Regulacji Energetyki nadawał Prezes Rady Ministrów, w drodze rozporządzenia, a zgodnie z obecnym – minister właściwy do spraw gospodarki, w drodze zarządzenia.

Zmiany w strukturze organizacyjnej urzędu uwzględniły prawie pięcioletnie doświadczenia w stosowaniu przepisów ustawy – Prawo energetyczne i innych ustaw, a także fakty, iż rośnie zakres zadań Prezesa URE. Wprowadzie nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z 24 lipca 2002 r. ujęła Prezesowi URE zatwierdzanie cen węgla brunatnego (taryfy czterech kopalni zatwierdzane raz na rok), ale dodała liczne zadania związane z bieżącym funkcjonowaniem sektora elektroenergetycznego i gazowego (relacje pomiędzy przedsiębiorstwami podsektora a operatorami systemów przesyłowych), a także nowe zadania w zakresie promowania mechanizmów rynkowych. Do tego doszły zadania związane z współuczestnictwem w sterowaniu restrukturyzacją i prywatyzacją elektroenergetyki i gazownictwa. A zatem od lipca 2002 r. zakres zadań Prezesa URE wzrósł i, co więcej,

niewspółmiernie do stopnia trudności zadań dotychczasowych wzrósł stopień ich trudności¹⁾.

Dodatkową okolicznością istotną dla zmian struktury organizacyjnej urzędu była konieczność ograniczenia wydatków budżetowych na funkcjonowanie urzędu. Realizacja tych celów wymagała w pierwszej kolejności zmniejszenia liczby komórek organizacyjnych i zmiany zakresu ich działań. W miejsce dotychczasowych 21 utworzono 16 niżej wymienionych:

- 1) Gabinet Prezesa,
- 2) Departament Przedsiębiorstw Energetycznych,
- 3) Departament Taryf,
- 4) Departament Promowania Konkurencji,
- 5) Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- 6) Biuro Prawne,
- 7) Biuro Obsługi Urzędu,
- 8) Oddział Centralny w Warszawie,
- 9) Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- 10) Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- 11) Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- 12) Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
- 13) Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,

1) Ponadto przyjęty przez Komisję Nadzwyczajną do rozpatrzenia projektów ustaw związanych z programem rządowym „Przedsiębiorczość – Rozwój – Praca” projekt ustawy o biokomponentach i biopaliwach wskazał Prezesa URE jako organ monitorujący rynek biopaliw i realizujący zadania na potrzeby innych organów państwowych. Jak wiadomo, weto Prezydenta RP do tych kwestii nie odnosiło się, a aktualnie uzgadniany ramowy projekt ustawy przewiduje identyczne zadania Prezesa URE.

- 14) Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
 15) Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
 16) Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie,
 utworzono również następujące wyodrębnione stanowiska pracy: Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, Stanowisko do spraw Ochrony Informacji Niejawnych. Zmiany struktury organizacyjnej dotyczyły wyłącznie centrali urzędu.

Gabinet Prezesa wykonuje obsługę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, związaną z realizacją jego ustawowych zadań, nieprzydzielonych innym komórkom organizacyjnym. W szczególności spełnia funkcje doradcze wobec Prezesa URE, a także przejął część zadań zlikwidowanego Sekretariatu Urzędu oraz Biura Komunikacji Społecznej i Informacji.

Departament Przedsiębiorstw Energetycznych przejął zadania dotychczasowego Departamentu Koncesji oraz część zadań dotychczasowego Departamentu Planów i Analiz. Związane jest to z potrzebą powierzenia jednej komórce organizacyjnej całokształtu zadań związanych z regulowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych (z wyjątkiem zatwierdzania taryf).

Przekształcenie dotychczasowego Biura Współpracy Zagranicznej i Integracji Europejskiej w Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych wynikało z potrzeby zintensyfikowania prac w tym zakresie, co związane jest ze zbliżającym się przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej, a także z potrzebą większego niż dotychczas wykorzystania doświadczeń innych państw. Departament ten dodatkowo przejął część zadań dotychczasowego Departamentu Planów i Analiz, dotyczącą studiów porównawczych.

Utworzono jedną komórkę organizacyjną: Biuro Obsługi Urzędu, w miejsce dotychczasowych trzech komórek, Biura Administracyjno-Budżetowego, Biura Kadr, Szkolenia i Organizacji, Biura Informatyki, oraz części Sekretariatu Urzędu. Rozwiązanie to było niezbędne ze względu na potrzebę uzyskania oszczędności w funkcjonowaniu służb obsługujących urząd. Zlikwidowane komórki wykonały swoje zadania związane z początkowym etapem tworzenia urzędu nie było potrzeby utrzymywania dotychczasowej, rozdrobnionej struktury.

Utworzenie stanowiska rzecznika odbiorców zostało podyktowane potrzebą wyeksponowania roli Prezesa URE jako organu godzącego interesy przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii elektrycznej, ciepła, paliw gazowych. O ile przedsiębiorstwa energetyczne posiadają wyspecjalizowane służby pozostające w stałym kontakcie z właściwymi organami państwowymi, o tyle odbiorcy to w przeważającej mierze osoby fizyczne, które potrzebują pomocy w tym zakresie.

Dyrektorem Generalnym Urzędu Regulacji Energetyki jest od 23 kwietnia 2002 r. pani Longina Putka. Pozostałymi komórkami organizacyjnymi kierują:

- 1) Witold Włodarczyk – dyrektor Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych,
- 2) Tomasz Kowalak – p.o. dyrektora Departamentu Taryf,
- 3) Mirosław Duda – p.o. dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji,
- 4) Agnieszka Dobroczyńska – p.o. dyrektora Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych,
- 5) Ryszard Taradejna – dyrektor Biura Prawnego,
- 6) Bogdan Agnieszczak – p.o. dyrektora Biura Obsługi Urzędu,
- 7) funkcję Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii pełni Jacek Belkowski.

2. Zatrudnienie

Na koniec grudnia 2002 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki było zatrudnionych 258 osób, w tym 139 kobiet i 117 mężczyzn. 127 osób pracowało w centrali urzędu, a 131 osób w oddziałach terenowych. W roku 2001 URE zatrudniał 284 osoby, a w roku 2002 zatrudnienie zmalało o 7,6% (m.in. w centrali liczbę dyrektorów zmniejszono z 10 do 6). 88% zatrudnionych posiadało wykształcenie wyższe. Struktura zatrudnienia przedstawiała się następująco: ekonomiści – 26,5%, energetycy i elektrycy – 16,0%, prawnicy – 14,5%, specjaliści z zakresu ochrony środowiska – 12,0%, mechanicy – 11,3%, specjaliści z zakresu zarządzania – 5,9%, inne zawody – 13,8%. 9,5% zatrudnionych stanowili urzędnicy.

Wielkość zatrudnienia w URE, od początku jego istnienia, wynika przede wszystkim ze znacznie większych obszarów zadań i odpowiedzialności Prezesa URE w porównaniu do jego zachodnich kolegów. Zauważyć bowiem należy, że Prezes URE poza podobnymi sprawami, dotyczącymi głównie taryfowania usług sieciowych w elektroenergetyce i gazownictwie, działa w obszarach:

- ciepłownictwa (860 przedsiębiorstwom udzielono 1 735 koncesji), w którym odpowiedzialny jest za koncesjonowanie, taryfowanie i rozstrzyganie sporów (urzędy regulacyjne państw UE nie są odpowiedzialne za tę sferę działalności energetycznej),
- elektroenergetyki i gazownictwa w zakresie koncesjonowania działalności przedsiębiorstw energetycznych oraz uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych,
- paliw, w zakresie kontrolowania stanu zapasów, koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych działających w podsektorze paliw ciekłych oraz kontroli stanu zapasów paliw.

Większość ww. obszarów regulowanych przez Prezesa URE, w krajach UE regulowanych jest przez

inne organy rządowe lub samorządowe. W związku z tym zatrudnienie w URE wynika ze znacznie szerszego zakresu obowiązków Prezesa URE w porównaniu do regulatorów w innych państwach. Na 258 osób zatrudnionych w URE 131, jak wskazano wyżej, pracowało w oddziałach terenowych i zajmowało się przede wszystkim regulacją na szczeblu lokalnym, głównie ciepłownictwa.

Porównując np. warunki działalności polskiego URE do analogicznego w Hiszpanii (podobieństwa dotyczą wielkości rynku), zauważyć można niższe zatrudnienie w urzędzie hiszpańskim, wynikające z tego, że regulator hiszpański zajmuje się w zasadzie wyłącznie rynkiem energii elektrycznej, oraz to, że posiada on ponad dwa i pół razy większy budżet (tabela nr 2 na str. 172).

3. Budżet

W ustawie budżetowej na 2002 r. dochody przekazywane do budżetu państwa zaplanowano w wysokości 59 200 tys. zł, a wydatki URE w wysokości 31 887 tys. zł.

Wykonanie budżetu URE w roku 2002 ukształtowało się następująco:

- dochody budżetu państwa wyniosły 58 062 tys. zł, tj. 98,1% planu,
- wydatki URE wyniosły 30 256 tys. zł, tj. 94,9% planu.

3.1. Dochody budżetu państwa

3.1.1. Opłaty z tytułu uzyskania koncesji

W roku 2002 do budżetu państwa wpłynęło 58 061 804 zł. Składały się na to głównie opłaty z tytułu uzyskania koncesji, które są wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy

- Prawo energetyczne, w wysokości określonej przepisami rozporządzenia 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 (Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049). Wpływy z tych opłat wyniosły 57 826 042,11 zł. Szczegółowe zestawienie kwot wniesionych opłat w podziale na rodzaje koncesjonowanej działalności przedstawia tabela 1.

Pozostałe wpływy pochodziły z następujących tytułów:

- sprzedaż „Biuletynu URE” – 150 922 zł,
- odsetki za zwłokę w uregulowaniu opłat koncesyjnych – 60 390 zł,
- odsetki od środków na rachunku bankowym – 660 zł,
- różne dochody – kwota 23 790 zł.

W stosunku do koncesjonariuszy, którzy nie wywiązali się z ustawowego terminu wniesienia opłat za 2002 r., prowadzono działania windykacyjne. Do 31 grudnia 2002 r. wysłano:

- 411 wezwań do zapłaty,
- 79 wezwań do uregulowania odsetek,
- 138 wezwań o nadesłanie formularzy,
- 180 pism informujących o zamiarze wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia corocznej opłaty z tytułu uzyskania koncesji (w przypadku, gdy poprzednie działania okazały się bezskuteczne),
- 69 wiadomości o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie obliczenia opłaty (7 umorzono w wyniku wniesienia opłaty),
- 114 upomnień o charakterze pieniężnym, które są

Tabela 1. Wpływy z opłat koncesyjnych uzyskane w 2002 r.

Lp	Rodzaj działalności koncesjonowanej	Wniesione opłaty w 2002 r.	
		Liczba	Kwota [zł]
1	Wytwarzanie ciepła	789	4 369 455,22
2	Przesyłanie i dystrybucja ciepła	756	1 577 244,33
3	Obrót ciepłem	223	2 015 257,25
4	Wytwarzanie energii elektrycznej	120	9 105 962,42
5	Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	220	7 993 499,28
6	Obrót energią elektryczną	275	10 370 668,19
7	Wytwarzanie paliw ciekłych	53	3 938 266,42
8	Magazynowanie paliw ciekłych	107	71 738,13
9	Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych	1	9 741,00
10	Obrót paliwami ciekłymi	2 158	15 749 811,94
11	Wytwarzanie paliw gazowych	5	78 998,99
12	Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych	56	1 454 170,27
13	Obrót paliwami gazowymi	59	1 084 428,67
14	Obrót gazem ziemnym z zagranicą	8	6 800,00
	Razem	4 830	57 826 042,11

ostatnim etapem procedury przed wystawieniem do urzędu skarbowego tytułu wykonawczego,

- 37 decyzji o ustaleniu wysokości opłat koncesyjnych,
- 106 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych.

3.1.2. Kary pieniężne wymierzone przez Prezesa URE

Do kompetencji Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, należy nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w art. 56. Choć nakładanie kar jest narzędziem regulacji, to ze względu na sposób ich pobierania stanowi swoiste narzędzie fiskalne, poprzez które Prezes URE generuje dodatkowy dochód budżetu państwa.

Ogółem z tytułu kar wymierzonych przez Prezesa URE do budżetu państwa wpłynęła kwota 3 792 358,69 zł.

3.2. Wydatki URE

Wykonanie wydatków budżetowych za 2002 r. wyniosło 30 256 tys. zł, tj. 94,9% kwoty planowanej w ustawie budżetowej. Wydatki bieżące wykonano w 94,9% w stosunku do planu, a wydatki majątkowe w 97,7% w stosunku do planu.

Na planowane wydatki, związane z kosztami funkcjonowania Urzędu i realizacją jego zadań nałożonych ustawą – Prawo energetyczne, składały się m.in. wynagrodzenia pracowników wraz z pochodnymi – 71,4% budżetu, koszty najmu i eksploatacji pomieszczeń biurowych – 19,7%, a także zakupy wyposażenia, pozostałych towarów i usług, wydatki majątkowe – 8,9%.

3.2.1. Największą część budżetu URE (71,4%) przeznaczona była na płace pracowników. W okresie sprawozdawczym przeciętne wynagrodzenia przypadające na 1 pełnozatrudnionego w stosunku do wynagrodzenia w roku 2001 zmalało o 3,6%.

Zgodnie z pierwotnie uchwaloną ustawą – Prawo energetyczne wynagrodzenia w URE nie podlegały zasadom wynagradzania w sferze budżetowej i były oparte na wynagrodzeniach w sektorze paliwowo-energetycznym. Chodziło z jednej strony o pozyskanie kadr o najwyższych kwalifikacjach, godziwie wynagradzanych, mogących stanowić przeciwwagę dla kadr zmonopolizowanych przedsiębiorstw energetycznych, z drugiej zaś o to, aby wysokie płace były czynnikiem przeciwdziałającym zachowaniom korupcyjnym. Warto w tym miejscu przypomnieć, iż Prezes URE zatwierdził ceny energii i usług związanych z ich dostawą w ujęciu wartościowym w kwocie ponad 42 mld zł. Tymczasem przedsiębiorstwa energetyczne tylko w 2002 r. złożyły swoje wnioski taryfowe na kwotę o blisko 2 mld zł wyższą. Widać zatem wyraźnie, jak wiele zależy od pracowników URE.

W momencie wejścia w życie ustawy o służbie cywilnej (1 lipca 1999 r.) wynagrodzenia członków korpusu służby cywilnej URE zostały przeliczone na wynagrodzenia wskaźnikowe dotyczące stanowisk

urzędniczych. Innymi słowy: wynagrodzenia pracowników URE zachowały swój dotychczasowy poziom, choć od tamtej pory są kształtowane analogicznie jak wynagrodzenia w innych resortach. Wynagrodzenia w URE są zróżnicowane i wiążą się w istotny sposób z udziałem pracowników w procesie regulacji.

Dzięki systemowi tzw. dodatków regulacyjnych wprowadzonych na podstawie rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 15 października 1997 r. w sprawie zasad wynagradzania pracowników Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 130, poz. 860) osobowy fundusz wynagrodzeń zawiera kwoty wynagrodzenia przypadającego na etat oraz kwoty dodatku regulacyjnego, przyznawanego za wykonywanie istotnych zadań i czynności dla regulacji.

Należy wskazać, że urząd nie posiada tzw. środka specjalnego na dodatkowe wynagrodzenia. Pracownicy URE nie są członkami rad nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa, nie pobierają honorariów za udział w szkoleniach oraz konsultacjach, dodatkowo ciąży na nich obowiązek nieodpłatnego przygotowywania publikacji do „Biuletynu URE” oraz do tzw. „Biblioteki Regulatora”.

3.2.2. Znaczącą pozycją w budżecie URE (19,7%) były wydatki na najem pomieszczeń na siedziby centrali i 9 oddziałów terenowych. W stosunku do roku 2001 w roku 2002 zmniejszono wydatki na ten cel o 602 200, 50 zł. Na koniec 2002 r. URE wynajmował 5 537,59 m² powierzchni, w tym 4 172,8 m² powierzchni biurowej. Średnia powierzchnia pokoju biurowego wynosi ok. 13-15 m². Pokoje o takim metrażu zajmowane są przez dwóch pracowników.

Od chwili powstania urzędu nie było możliwe wykorzystanie na cele URE zasobów lokalowych Skarbu Państwa, a zatem powierzchnie lokalowe wynajmowane są na zasadach rynkowych. W każdym przypadku najem lokali odbywał się zgodnie z zasadami określonymi w ustawie o zamówieniach publicznych i przeważającym kryterium wyboru oferty była cena. W efekcie zawarto umowy z oferentami, którzy oferowali najniższe ceny najmu. Zróżnicowanie cen wynosi od 16,65 zł/m² (za lokal wynajmowany od Skarbu Państwa przez OT w Szczecinie) do 21 euro/m² (centrala URE).

Wynagrodzenia oraz koszty najmu będące najważniejszymi pozycjami w budżecie URE były oceniane w trakcie corocznych kontroli budżetu prowadzonych przez Najwyższą Izbę Kontroli. W tym zakresie Prezes URE nie otrzymał ani negatywnych ocen ani zaleceń pokontrolnych.

* * *

Porównując koszty funkcjonowania Urzędu Regulacji Energetyki do kosztów naszych odpowiedników w innych krajach (tabela 2), należy stwierdzić, że wydatki zmalały w roku 2002 w stosunku do roku 2001 o 1,2 mln euro. Dochody budżetowe URE (w całości

Tabela 2. Zakres kompetencji oraz środki, jakimi dysponują europejskie instytucje regulacyjne

	Liczba pracowników	Budżet za 2002 r. [mln euro]	Zmiana budżetu 2002 do 2001 r. [mln euro]
Austria	45	9	+2,0
Belgia	68	15	+5,5
Dania	30	3	+0,5
Finlandia	15	1	-
Francja	80	9	-
Niemcy	b.r.	b.r.	-
Grecja	43	4	+0,5
Irlandia	31	6	+1,0
Włochy	86	18	-
Luksemburg	2	-	-
Holandia	55	6	+2,0
Portugalia	52	7	+2,5
Hiszpania	153	19	+2,2
Szwecja	33	3	-
Wlk. Brytania	330	58	-45,0
Polska	258	7,3*	-1,2*

*1) Ze złotych przeliczono wg średniego kursu euro podanego przez NBP w tabeli kursów nr 33/A/NBP/2003 z 17 lutego 2003 r.

Źródło: „Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market”, Komisja Europejska, Bruksela 2002 r., „First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market”, Komisja Europejska, Bruksela 2002 r., oraz dane własne URE.

wplywające do budżetu państwa) wyniosły w 2002 r. 14 mln euro i wzrosły w stosunku do przychodów z roku 2001 o 31 tys. euro.

Z powyższych danych jasno wynika redukcja kosztów działalności URE oraz fakt, że wpływy do budżetu państwa były w roku 2002 o wiele większe (o 6,7 mln euro) od wydatków na działalność URE.

4. Szkolenie pracowników

Działalność szkoleniową URE w 2002 r. stanowiły, podobnie jak w latach ubiegłych, szkolenia służące aktualizowaniu i rozszerzaniu wiedzy specjalistycznej na temat funkcjonowania sektora energetycznego. Były to szkolenia:

- 1) wewnętrzne – m.in. cykl szkoleń dotyczących przede wszystkim: zmian w ustawie – Prawo energetyczne, regulacji w państwach Unii Europejskiej, problemów kształtowania taryf, obsługi prawnej URE, postępowania administracyjnego; łącznie w tym cyklu szkoleniowym uczestniczyło 214 osób,
- 2) zewnętrzne – poświęcone tematyce specjalistycznej odpowiadającej profilowi działania URE; pracownicy urzędu kierowani byli również na szkolenia poświęcone tematyce związanej z funkcjonowaniem administracji publicznej, tj. zarządzaniu pracą zespołową, sztuce komunikacji, zasadom funkcjonowania administracji rządowej i samorządowej, kontroli wew-

nętrznej; ogółem w szkoleniach zewnętrznych wzięło udział blisko 50 pracowników Urzędu.

Pracownicy URE podnosili swoje kwalifikacje, uczestnicząc w następujących warsztatach szkoleniowych oraz seminariach zagranicznych:

- Energy in the Czech Republic – Enerkon 2002 – konferencja odbyła się w Pradze w dniach 19-20 lutego 2002 r.,
- Workshop on Developments Regarding the Internal Electricity Market and Electricity Wholesale Markets – seminarium zorganizowane przez Komisję Europejską, Bank Światowy oraz Eurelectric w dniach 7-8 marca 2002,
- IEA/ASEAN Workshop on Electricity and Gas Sector Reforms – zorganizowane przez Międzynarodową Agencję Energetyczną w dniach 29-30 kwietnia 2002 r. podczas spotkania zostały zaprezentowane polskie doświadczenia w restrukturyzacji sektorów,
- Conference on Energy Trading Central and Eastern Europe 2002, która odbyła się w Berlinie w dniach 18-19 czerwca 2002 r. i została zorganizowana przez SYNERGY, przedstawiciel Prezesa URE przedstawił polskie doświadczenia w zakresie dostępu do sieci,
- Conference on Unbundling – konferencja odbyła się w dniach 26-27 września 2002 r. w Belgradzie; przedstawiciel Prezesa URE zaprezentował polskie doświadczenia w zakresie rozdziału działalności przedsiębiorstw energetycznych oraz wziął udział

w dyskusji panelowej poświęconej problemom z tym związanym,

- Workshop on New Energy Policies in Southeast Europe – 1-2 października 2002 r. Belgrad, organizator: Międzynarodowa Agencja Energetyczna i OECD, również na tym seminarium zostały przedstawione polskie doświadczenia w zakresie reform sektora energetycznego,
- Seminar on Accelerating the Development of Renewable Energy / Distributed Generation in the Baltics – 10-11 października 2002 r., Ryga, organizator: Międzynarodowa Agencja Energetyczna oraz TAIEX, celem seminarium było przedstawienie możliwości rozwoju energii odnawialnej w krajach basenu morza Bałtyckiego oraz polityk poszczególnych państw prowadzonych w zakresie promowania energii odnawialnej,
- Natural Gas Workshop – 7-8 listopada 2002 r., Bruksela, organizator: DG TREN, celem spotkania było omówienie wdrażania dyrektywy gazowej (98/30/UE),
- Committee on Sustainable Energy – spotkanie odbyło się w Genewie w dniach 19-21 listopada 2002 r. i zostało zorganizowane przez UNECE,
- Forum Centralnego Ogrzewania, które odbyło się w Paryżu 17 grudnia 2002 r. i zostały na niej zaprezentowane polskie doświadczenia w zakresie taryfikacji.

Dodatkowo w ramach współpracy z IEA przedstawiciele Prezesa URE przygotowali i prowadzili szkolenia w ramach seminarium międzynarodowego „Forum Centralnego Ogrzewania”, które odbyło się w Paryżu w grudniu 2002. Przedstawiciele Prezesa URE przygotowali szkolenie w ramach warsztatu z zakresu reformy regulacyjnej dla uczestników Forum z krajów Azji Południowo-Wschodniej oraz dla uczestników z państw Europy Wschodniej z zakresu taryf ciepła.

Ponadto w siedzibie Prezesa URE zostały przygotowane i poprowadzone przez jego przedstawicieli dwa szkolenia w lipcu i listopadzie 2002 r. z zakresu regulacji ze szczególnym uwzględnieniem taryfikacji ciepła dla przedstawicieli instytucji zajmujących się tą dziedziną w Moldawii i Armenii.

Uczestnicy szkoleń, oprócz możliwości zapoznania się z szeroką wiedzą z zakresu regulacji, mieli również okazję do wymiany doświadczeń z reprezentantami innych krajów.

Warto podkreślić, że w procesie zarówno sformalizowanych szkoleń, jak i w samokształceniu pracowników URE istotną pomoc stanowiły materiały analityczne i informacyjne przygotowane przez Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych.

Potrzeba stałego doskonalenia warsztatu i umiejętności pracowników URE spowodowała zastosowanie nowych form edukacji, polegających na dostarczaniu w sposób ciągły szerokiego spectrum informacji o Unii Europejskiej, a w szczególności w zakresie prawnych i instytucjonalnych ram funkcjonowania sektora energii,

a także wiedzy o jego stanie rzeczywistym i sposobach jego regulacji w poszczególnych krajach Unii Europejskiej. Informacje dostarczane są dzięki witrynie DIEiSP w Intranecie, która poświęcona jest przede wszystkim energetyce europejskiej w podziale na sferę realną i sferę regulacyjną oraz dokumentacji podstawowych aktów prawnych UE odnoszących się do energetyki. Witryna uzupełniana jest w sposób ciągły o bieżące informacje statystyczne, systematyczne streszczenia Biuletynu „Europe Energy”.

5. Współpraca z zagranicą

Od początku istnienia urzędu Prezesa URE prowadzona była bardzo otwarta polityka współpracy z instytucjami regulacyjnymi za granicą, organizacjami międzynarodowymi oraz instytucjami funkcjonującymi w ramach Unii Europejskiej. Przyczynia się to do lepszego wypełniania obowiązków, jakie zostały nałożone na Prezesa URE w ustawie – Prawo energetyczne, tj. publikowania informacji służących zwiększaniu efektywności użytkowania paliw i energii oraz zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących gospodarki energetycznej (studia porównawcze). Daje to również możliwość porównania doświadczeń polskiej regulacji z doświadczeniami innych państw oraz oceny stanu polskiego sektora w kontekście integracji.

Wielostronna współpraca międzynarodowa była realizowana m.in. poprzez udział w pracach Sekretariatu Karty Energetycznej (Energy Charter Secretariat). Przedstawiciel Prezesa URE uczestniczył w dwóch posiedzeniach Grupy Roboczej ds. Inwestycji i Handlu Karty Energetycznej. Posiedzenia odbywały się w brukselskiej siedzibie sekretariatu.

Prezes URE był reprezentowany również na innych konferencjach organizowanych przez Sekretariat Karty Energetycznej, m.in. na 10. Posiedzeniu Konferencji Karty Energetycznej oraz Przyjaciół Zgromadzenia Karty Energetycznej, które odbyło się w dniach 19-20 czerwca 2002 r.

Prezes URE wziął udział w konferencji pt. „Liberalizacja handlu i usług w euroazjatyckim sektorze energetycznym”, która odbyła się w dniach 3-4 października 2002 r. w Brukseli. Udział w tej konferencji był okazją do spotkania z Janem Herremanssem, Sekretarzem Generalnym Komitetu Kontroli Energii Elektrycznej i Gazu w Belgii, oraz Christine Vanderveeren, Prezesem Komisji Regulacji Energii Elektrycznej i Gazu w Belgii.

Czynny udział przedstawicieli Prezesa URE w pracach Sekretariatu Karty Energetycznej został podkreślony przez sekretarza sekretariatu – Rię Kemper w trakcie wizyty w siedzibie Prezesa URE w marcu 2002 r. Podczas spotkania zostały omówione problemy, jakie pojawiają się w trakcie tworzenia jednolitego rynku energetycznego w Europie. Przedstawiono również stan

i perspektywy polskiego sektora energetycznego, polski system regulacji energetyki oraz problemy taryfowania.

Przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energetyki (Energy Regulators Regional Association – ERRA) w ramach komitetów, tj. Komitetu Koncesyjnego i Konkurencji, Komitetu Taryf i Cen oraz Komitetu Studiów Porównawczych. Na posiedzeniach zostały przedstawione polskie doświadczenia w zakresie regulacji sektora energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem sposobu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. W ramach działalności w stowarzyszeniu (ERRA) przedstawiciele Prezesa URE wzięli również udział w konferencji nt. regulacji oraz inwestycji w sektorze energetycznym (ERRA 1st Energy Regulation and Investment Conference), która odbyła się dniami 25-26 kwietnia 2002 r. w Budapeszcie.

W okresie sprawozdawczym obszarem szczególnej aktywności była integracja Polski z Unią Europejską. Na uwagę zasługuje udział przedstawicieli Prezesa URE w spotkaniach Europejskiego Elektrycznego Forum Regulatorów w ramach tzw. procesu florenckiego i Europejskiego Gazowego Forum Regulatorów, czyli tzw. procesu madryckiego. Jest to cykl spotkań, ustanowionych przez Komisję Europejską, których zadaniem jest ocena kroków dotychczas podjętych przez państwa członkowskie Unii, zmierzających do utworzenia jednolitego rynku energii elektrycznej (proces florencki) i gazu (proces madrycki). Kierunki działań uzgodnione podczas ww. spotkań odgrywają dużą rolę w procesie tworzenia rynków, gdyż determinują one działania podejmowane przez poszczególnych regulatorów państw członkowskich.

Przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w posiedzeniu Podkomitetu do Spraw Transportu, Ochrony Środowiska i Energetyki DG TREN zorganizowanym przez Komisję Europejską.

Kwestia liberalizacji krajowych rynków energii elektrycznej i gazu oraz ich europejskiej integracji, w tym wyniki szczytu europejskiego w Barcelonie, była w czerwcu 2002 r. przedmiotem rozmów Prezesa URE z Antonio de Vasconcelosa, Prezesem Urzędu Regulacji Usług Energetycznych w Portugalii (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), który jednocześnie pełni funkcję przewodniczącego Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (Council of European Energy Regulators – CEER). Antonio de Vasconcelosa przekazał Prezesowi

URE zaproszenie do udziału w III seminarium regulatorów Państw Unii Europejskiej z Regulatorami Państw Akcesyjnych w Wiedniu oraz w I posiedzeniu Grupy Państw Akcesyjnych.

Przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli także w Zgromadzeniu Wykonawczym Światowej Rady Energetycznej (World Energy Council – WEC) w Kairze.

Do ważniejszych kontaktów zagranicznych Prezesa URE należy ponadto zaliczyć spotkania z przedstawicielami Banku Światowego, dotyczące planów dalszych reform w polskim sektorze energii i możliwości ewentualnego ich wsparcia.

Przedstawiciele Prezesa URE wzięli również udział w spotkaniu zorganizowanym przez US – EU – Poland Action Commission, Centre for Strategic & International Studies z Waszyngtonu. Celem spotkania było omówienie planów restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego w Polsce.

W 2002 r. kontynuowane były prace związane z projektem finansowanym ze środków Phare „Harmonizacja uregulowań prawno-instytucjonalnych ze standardami UE w zakresie rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz poprawy bezpieczeństwa energetycznego”. Zgodnie z harmonogramem pierwszą fazę projektu stanowi wybór partnera do tzw. umowy bliźniaczej. W spotkaniach zorganizowanych przez duński Urząd Regulacji Energetyki w sprawie projektu ww. umowy udział wziął przedstawiciel Prezesa URE.

Podobnie jak w roku 2001, URE korzystało ze środków wyspecjalizowanej Agencji Komisji Europejskiej ds. Szkoleń TAIEX, co w wyraźny sposób obniża koszty uczestnictwa pracowników URE w przedsięwzięciach służących integracji ze strukturami europejskimi. Pracownicy URE na wszystkich konferencjach i spotkaniach dzieli się doświadczeniami w liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu, prezentując rozwiązania stosowane w Polsce.

Przedstawiciele URE spotykali się w 2002 r. z reprezentantami wielu instytucji, firm i korporacji zainteresowanych sektorem energetycznym w Polsce, w tym ze Szwecji – ambasador Szwecji w Polsce; Stanów Zjednoczonych – przedstawiciel Ambasady Stanów Zjednoczonych w Polsce, przedstawiciel Departamentu Energii rządu Stanów Zjednoczonych; Unii Europejskiej – przedstawiciele Komisji Europejskiej oraz reprezentantami EURELECTRIC i Międzynarodowej Agencji Energetycznej (International Energy Agency, IEA).

PODSUMOWANIE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, w tym oddziałów terenowych URE, realizuje zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, stosując zasady wprowadzone przez ustawę – Prawo energetyczne. Jego działalność ma na celu tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów.

Rola regulatora energetyki sprowadza się więc do realizacji celów ustawy – Prawo energetyczne, które z chwilą ich urzeczywistnienia stają się pożytkami regulacji. Energetyka to nie tylko działalność przedsiębiorstw energetycznych, ale również konsekwencje tej działalności, w szczególności dla relacji między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw i energii, które zwłaszcza w obecnej sytuacji społeczno-gospodarczej, w stosunkowo nowych realiach ekonomicznych, mają niejednokrotnie charakter konfliktowy. Ze względu na specyfikę regulowanej dziedziny i jej znaczenie dla życia społeczno-gospodarczego rola regulatora energetyki nie sprowadza się do jednorazowej lub ograniczonej w czasie działalności, efekt byłby bowiem jedynie krótkotrwały. W tym przypadku wymagane jest działanie systematyczne, konsekwentne, ukierunkowane na konkretny problem, ale i zarazem elastyczne¹⁾.

Pożytki działalności regulacyjnej to nic innego jak realizacja celów sformułowanych w ustawie – Prawo energetyczne. Najbardziej odczuwalne efekty działania regulatora to:

1. „Uporządkowanie” sektora energetycznego.

Uporządkowania tego dokonano poprzez:

- objęcie kompleksową ewidencją wszystkich podmiotów funkcjonujących na rynku paliw i energii w zakresie określonym przez ustawodawcę jako wymagający uzyskania koncesji;
- dopuszczanie do tego rynku jedynie podmiotów spełniających kryteria koncesyjne;

– nałożenie w udzielonych koncesjach jednolitych dla danego sektora warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej i egzekwowanie ich przestrzegania.

2. Obowiązywanie uzasadnionego poziomu cen i stawek opłat, zawartych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych.

W trakcie procesu zatwierdzania taryf Prezes URE wciąż mobilizuje przedsiębiorstwa energetyczne, będące naturalnymi monopolistami, do podejmowania działań minimalizujących koszty działalności gospodarczej i wymusza takie działania przy pomocy dostępnych środków prawnych przewidzianych w ustawie. Efekt tych działań można zmierzyć konkretnymi kwotami pieniędzy pozostawionych w portfelach odbiorców energii, którzy dzięki efektywnej regulacji ekonomicznej przedsiębiorstw energetycznych płacą za zużyte ciepło, gaz czy energię elektryczną mniej, niż płaciliby, gdyby „polityka” cenowa tych podmiotów nie była weryfikowana przez niezależnego regulatora. Ma to także swój wymiar makroekonomiczny w postaci spowalniania inflacji. Uzyskiwanie efektów w tym zakresie jest wspomagane przez kompleksowe ujęcie przez regulatora regulowanego sektora. Zbierane w toku prac nad zatwierdzeniem taryf przedsiębiorstw energetycznych informacje o ich działalności dają możliwości dokonywania wieloaspektowych analiz porównawczych, a przez to lepszej oceny możliwości uzyskiwania poprawy efektywności funkcjonowania przez te przedsiębiorstwa ku długoterminowej satysfakcji odbiorców energii.

3. Doprowadzenie do względnego ujednoczenia treści taryf koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych.

Jest to związane z efektem opisanym w poprzednim punkcie i prowadzi do zwiększenia przejrzystości taryf dla odbiorców oraz umożliwia ich porównywanie.

4. Zwiększenie świadomości odbiorców i poziomu wyedukowania społeczeństwa w zakresie energetyki, ze szczególnym zwróceniem uwagi na aspekty szeroko rozumianego prawa energetycznego jako elementu porządku prawnego państwa.

Ukształtowany ustawowo zakres kompetencji Prezesa URE sprawia, że pewna część spraw kierowanych do tego organu wykracza poza zakres jego właściwości rzeczowej. W każdym takim przypadku sprawa jest kierowana do właściwej instytucji lub, jeśli takowej nie można ustalić, wnoszący sprawę jest informowany w sposób wyczerpujący i kompleksowy o możliwościach załatwienia sprawy, zgodnie z istniejącym porządkiem prawnym. Dodatkowo

1) Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na pogląd Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który rozpatruje środki odwoławcze od orzeczeń administracyjnych Prezesa URE, odgrywając tym samym istotną rolę w kształtowaniu wykładni i stosowania Prawa energetycznego. Otóż w jednym z orzeczeń sąd ten stwierdził, że istotą regulacji jest zastępowanie środkami administracyjnymi mechanizmów rynkowych w sytuacji, gdy na skutek powstania dominacji na rynku mechanizmy takie przestały funkcjonować prawidłowo (sygn. akt XVII Ame 21/02 z 8 stycznia 2003 r.).

pracownicy URE, w ramach posiadanej wiedzy, i z uwzględnieniem przepisów prawa, wskazują również możliwość konsultacji i uzyskania szerszych informacji w organizacjach pozarządowych czy stowarzyszeniach, których statutowym zakresem działalności są przedstawiane przez wnoszącego sprawę problemy.

5. Wywarcie znacznego wpływu na ujednoczenie stosowania ustawy – Prawo energetyczne i aktów wykonawczych do tej ustawy.
Przyczynia się to do złagodzenia różnicy zdań i ewentualnych sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami.
6. Poprawienie standardów jakościowych obsługi odbiorców.
Wynika to z działalności kontrolnej Prezesa URE i uświadamiania odbiorcom ich praw w zakresie dochodzenia roszczeń spowodowanych nienależytym realizowaniem umów przez przedsiębiorstwa energetyczne.
6. Ochronianie i wspieranie interesów odbiorców w sporach z przedsiębiorstwami energetycznymi.
Prezes URE dokonuje tego poprzez rozstrzygnięcie sporów z jednoczesnym podejmowaniem roli mediacyjnej. Jest to wyrazem obrony odbiorców przed skutkami pozycji na rynku przedsiębiorstw energetycznych, stawiającej te podmioty w charakterze silniejszej strony umów, na podstawie których odbiorcy zaopatrywani są w paliwa lub energię.
7. Pomoc organom administracji publicznej i innym instytucjom w zakresie rozwiązywania problemów związanych z energetyką, lecz nie należących do kompetencji Prezesa URE.

Ważną rolą Prezesa URE jest uświadamianie gminom konieczności realizacji ze szczególną troską zadań własnych w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe oraz zwracanie uwagi na pojawiające się zagrożenia, a także sugerowanie sposobu ich eliminowania. W tym celu w każdym z oddziałów terenowych utworzono specjalny punkt konsultacyjny, w którym jednostki samorządowe mogą zasięgać stosownych informacji. W procesie regulacji dostrzegany jest bowiem brak konsekwencji i właściwego podejścia do problemu zadań własnych gminy w zakresie energetyki, co z pewnością ma swoją przyczynę w skali i trudności tego problemu, a przede wszystkim w braku świadomości gminy co do doniosłości roli, jaką może w tym zakresie odegrać.

Od chwili rozpoczęcia działalności przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki stale rośnie znaczenie regulatora i jego zaangażowanie w zagadnienia i problemy z dziedziny energetyki, które powstają w poszczególnych regionach, społecznościach lokalnych i konkretnych stosunkach między odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym. Powodów takiego stanu rzeczy należy upatrywać w zasadności istnienia tego typu instytucji, jak również w efektach jej bieżącej dzia-

łalności. Elementem istotnie przyczyniającym się do wzrostu zaufania do regulatora i jego autorytetu jest jego usytuowanie w stosunku do innych instytucji państwowych, a przede wszystkim niezależność od podmiotów, których dotyczą skutki jego działań (odbiorcy i przedsiębiorstwa energetyczne), co nadaje mu charakter niezależnego i bezstronnego eksperta.

Osiągnięcie celów ustawy – Prawo energetyczne, które determinują istotę regulacji, umożliwiła przejrzysta, prawidłowo skonstruowana i zhierarchizowana struktura organizacyjna URE. Kompetencje o charakterze ogólnopolskim powierzone zostały komórkom organizacyjnym działającym bezpośrednio przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki w Warszawie. Umożliwia to prawidłową regulację na obszarach ponadregionalnych. Zadania o charakterze lokalnym realizują oddziały terenowe. Umiejscowienie regulatora w terenie pozwala na zdecydowanie lepsze zrozumienie lokalnych problemów i specyfiki regionu, co musi znaleźć i znajduje swój wyraz w procesie regulacji, gdyż tylko wówczas przynosi ona oczekiwane wymierne efekty. Oddziały terenowe na bieżąco kontrolują działania przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie właściwych województw. Ścisła współpraca poszczególnych oddziałów terenowych i sprawne koordynowanie przez Prezesa URE ich pracy, jako jednostek działających w ramach jednego organu, pozwalają na ujednoczenie regulacji w tych obszarach, w których napotykanne są podobne problemy.

Znaczenie oddziałów terenowych w sposób szczególny uwidacznia się przy wypełnianiu funkcji regulacyjnych w ramach kompetencji orzeczniczych Prezesa URE w zakresie spraw spornych między odbiorcami paliw i energii a przedsiębiorstwami energetycznymi. Zmniejszenie dystansu między regulatorem a odbiorcą zachęca tego ostatniego do poddania sprawy spornej ocenie regulatora. Lokalizacja w terenie sprzyja regulacji, czyniąc mniej uciążliwym dla stron postępowanie, zwłaszcza dla odbiorcy, będącego z reguły osobą fizyczną, stosowanie możliwości, jakie daje Kodeks postępowania administracyjnego, którego przepisy regulują tryb postępowania przed Prezesem URE. Chodzi szczególnie o te elementy postępowania administracyjnego, które wymagają stawienia się strony w urzędzie, takie jak udział w rozprawie administracyjnej, zapoznanie się ze zgromadzonym materiałem dowodowym, zawarcie ugody administracyjnej. Duże znaczenie dla zainteresowanych złożeniem wniosku o rozstrzygnięcie sprawy spornej ma z pewnością czas jej załatwienia, który jest znacznie krótszy, niż czas, który byłby potrzebny, gdyby ta sama sprawa była rozpatrywana przez sąd powszechny.

Warto zwrócić uwagę na to, że sprawna regulacja ze względu na istotę części spraw, zwłaszcza rozstrzygnięcie spraw spornych, należących do kompetencji Prezesa URE, oraz rodzaj podmiotów, które mogą być stroną w postępowaniu przed Prezesem URE, warunkowana jest stopniem dostępu do Prezesa URE zwykłego

obywatela, co jest w szczególności realizowane właśnie poprzez oddziały terenowe.

Uprawnienia kontrolne stanowią jedną z ważnych kompetencji Prezesa URE. Przeprowadzane kontrole mogą bowiem prowadzić do wszczęcia z urzędu postępowania administracyjnego w sprawie nałożenia kary pieniężnej w całym zakresie art. 56 ust. 1 pkt 1-15 ustawy – Prawo energetyczne. Działalność kontrolna realizowana poprzez oddziały terenowe może być efektywniejsza, gdyż uwzględnia problematykę rynków lokalnych i potrafi dokonać analizy specyficznych procesów tam zachodzących.

Podstawowym celem prowadzenia działalności kontrolnej jest dyscyplinowanie podmiotów działających na rynku energetycznym, a przede wszystkim przedsiębiorstw energetycznych. Dotychczasowa działalność kontrolna i podejmowane w związku z tym działania, a w szczególności nałożone kary pieniężnej, pozwoliły na takie zdyscyplinowanie przedsiębiorstw energetycznych, iż coraz rzadsze są przypadki, że przedsiębiorstwa energetyczne nie przestrzegają obowiązku przedstawiania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia lub stosują ceny i taryfy wyższe od zatwierdzonych. Ciągły monitoring koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz znowelizowany przepis art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne pozwalają Prezesowi URE na wzywanie do złożenia taryfy tych przedsiębiorstw, które tego jeszcze nie uczyniły. W konsekwencji znacząca większość podmiotów koncesjonowanych ma zatwierdzone taryfy dla paliw lub energii. Dotyczy to w szczególności działalności związanej z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło. W zakresie dyscyplinowania przedsiębiorstw energetycznych istotne znaczenie ma możliwość przeprowadzenia przez Prezesa URE kontroli realizowania przez podmioty koncesjonowane warunków koncesyjnych. Z przeprowadzonych w tym zakresie kontroli wynika, iż przedsiębiorstwa energetyczne w wyniku realizacji warunków koncesyjnych dokonały np. znacznych modernizacji infrastruktury i racjonalizacji działań na lokalnych rynkach paliw i energii. W wyniku kontroli ujawniane są m.in. nieprawidłowości polegające na niedotrzymywaniu przez niektóre przedsiębiorstwa standardów jakościowych w zakresie dotrzymywania właściwych temperatur nośnika ciepła, niewłaściwego przyłączania do sieci oraz nieprawidłowego postępowania przy ustalaniu nielegalnego poboru energii elektrycznej. Nieprawidłowości te są najczęstszą przyczyną powstawania konfliktów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw i energii. Interwencje podejmowane w związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami skutkują w zdecydowanej większości przypadków trwałą poprawą jakości dostaw paliw i energii oraz trwałym wyeliminowaniem przez przedsiębiorstwa wskazanych nieprawidłowości w dalszej ich działalności. Znacząco też poprawiają relacje między przedsiębiorstwami i odbiorcami paliw i energii.

Podejmowane działania kontrolne dotyczą także prowadzenia przez przedsiębiorstwa ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów dla poszczególnych rodzajów prowadzonej działalności koncesjonowanej. Działania te również przynoszą pozytywne efekty, albowiem na podstawie analizy kolejnych składanych przez przedsiębiorstwa wniosków taryfowych można stwierdzić, iż większość z nich prowadzi taką ewidencję. Ewidencja ta jest z kolei niezbędna w celu prawidłowego ustalenia poziomu uzasadnionych kosztów będących podstawą kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła.

Z działalnością przedsiębiorstw energetycznych nierozdzielnie związany jest wymóg zatrudnienia osób z odpowiednimi kwalifikacjami. Wykazane kontrole w tym zakresie potwierdziły trafność ich przeprowadzania, bo stwierdzono liczne przypadki posługiwania się przez pracowników tychże przedsiębiorstw nieważnymi lub sfałszowanymi dokumentami. W związku z tym, w wyniku kierowanych zaleceń pokontrolnych, pracownicy ci byli odsuwani od zajmowanych stanowisk do czasu okazania ważnego świadectwa kwalifikacyjnego. Niezależnie od tego do właściwych organów wymiaru sprawiedliwości były kierowane zawiadomienia o popełnieniu przestępstwa.

Dzięki możliwości prowadzenia działalności kontrolnej oddział może także podjąć działania mające na celu wymuszenie na przedsiębiorstwie poprawy stanu technicznego obiektów, instalacji i urządzeń. Przedstawiane przez odbiorców w skargach przesyłanych do oddziału informacje na temat stanu technicznego obiektów są bowiem weryfikowane w trakcie prowadzonego postępowania w sprawie zatwierdzenia kolejnej taryfy dla ciepła (np. poprzez sprawdzenie sprawności wytwarzania lub sprawności przesyłania siecią ciepłowniczą). Z kolei uzyskane informacje są wykorzystywane do ustalenia prawidłowego poziomu kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności koncesjonowanej.

Podsumowując, można stwierdzić, iż wynikiem prowadzonej przez Prezesa URE działalności kontrolnej jest przede wszystkim dokonująca się sukcesywnie poprawa jakości świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne usług oraz wynikająca z tego poprawa wzajemnych relacji między przedsiębiorstwami a odbiorcami paliw i energii.

Działalność kontrolna pozwala także na dostrzeżenie zjawisk, dających podstawę do formułowania postulatów, których realizacja mogłaby przyczynić się do zwielokrotnienia korzyści płynących z regulacji. W dotychczasowej praktyce Prezes URE dostrzega problemy zgłaszane przez odbiorców ciepła ściśle związane z energią, ale ze względu na uregulowanie w ten sposób prawnej kompetencji tego organu pozostające poza zakresem jego zainteresowania. Takim problemem jest w szczególności pozostawiająca wiele do życzenia realizacja obowiązku polegającego na ustalaniu taryf, zwłaszcza dla ciepła, przez przedsiębiorstwa ener-

tyczne, które nie są objęte obowiązkiem uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w dziedzinie energetyki. Często obowiązek ten w ogóle nie jest realizowany, a interwencje odbiorcy u Prezesa URE są nieskuteczne ze względu na barierę prawną w postaci braku kompetencji Prezesa URE umożliwiającego wymuszenie przez regulatora na konkretnym przedsiębiorstwie energetycznym ustalenia taryfy oraz rozliczenia odbiorców przy zastosowaniu zawartych w niej cen i stawek opłat. Zmiana przepisów, polegająca na wyposażeniu regulatora w środek w postaci sankcji za nierealizowanie obowiązków w zakresie ustalania taryf dla ciepła i prawidłowe ich stosowanie, byłaby korzystna dla ochrony interesów odbiorców. Obecny stan prawny powoduje zróżnicowanie stopnia ochrony interesów odbiorców w zakresie rozliczeń i ich podstawy, stawiając w korzystniejszej sytuacji odbiorców paliw i energii przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje. Zmiana tego stanu przyczyniłaby się do zminimalizowania skutku dualistycznego podziału przedsiębiorstw energetycznych wprowadzonego przez ustawę – Prawo energetyczne odczuwanego przez odbiorców w zakresie rozliczeń.

Jednym z najważniejszych i zarazem najtrudniejszych zadań regulatora jest promowanie konkurencji w elektroenergetyce. Jest to też zadanie szczególne, m.in. dlatego, że odbywa się poprzez nierównoprawne traktowanie podmiotów działających w podsektorze energii elektrycznej, a konkretnie poprzez tworzenie preferencji dla „pretendentów” (ang. *challengers*), zdobywających pozycję na rynku kosztem dotychczasowych monopolistów (ang. *incumbents*). Dlatego też podstawowym zadaniem Prezesa URE staje się obecnie monitorowanie rozwoju rynku energii. Jest to nowy kierunek działalności regulacyjnej, wymagający od regulatora podejmowania stosownych działań, odnoszących się do wszystkich elementów tego rynku. Monitorowanie musi mieć bowiem charakter kompleksowy, poczynając od wytwarzania energii elektrycznej, poprzez jej przesyłanie aż po dystrybucję do odbiorcy końcowego. Konieczne jest także ciągłe wspieranie odbiorców chcących korzystać z możliwości wyboru dostawcy. Podejmowane działania w tym zakresie z natury rzeczy muszą polegać na dogłębnej analizie zachowań poszczególnych uczestników rynku, a także występujących na nim mechanizmów i praktyk dyskryminujących. Konieczna jest bowiem najpierw identyfikacja, a następnie próba usunięcia barier i nieprawidłowości.

Proces tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej został dopiero zainicjowany, ale przy umiejętnym wspieraniu go przez regulatora możliwe jest doprowadzenie do całkowitej jego liberalizacji. Wprowadzenie uregulowań prawnych i rozwiązań rynkowych, których celem było i jest relatywne obniżenie płatności dla odbiorcy końcowego i polepszenie jego obsługi, oprócz pozytywnego elementu, jakim jest zarysowywanie się konkurencji na tym zmonopolizowanym rynku,

ujawniło także pewne zjawiska negatywne, jak choćby chęć utrzymania status quo przez dotychczasowych uczestników rynku energii. Zachowania tego rodzaju powodują, że nie zniknie konieczność ingerowania w struktury i mechanizmy funkcjonowania tworzonego obecnie rynku energii. Wraz z rozwojem stosunków rynkowych i ich złożoności formy i zakres ingerencji państwa za pośrednictwem regulatora w ten segment rynku będą jedynie ewoluować. Można zatem spodziewać się dalszego wspierania liberalizacji funkcjonowania energetyki w Polsce, co przyczyni się jednocześnie do wzrostu roli regulatora.

W Polsce po rozpoczęciu reformy elektroenergetyki zastosowano w okresie przejściowym model jedyne nabywcy. Jednakże ogromny udział kontraktów długoterminowych, zawartych między wytwórcami a tymże nabywcą, w kontraktach dotyczących energii dostarczanej na rynek stał się czynnikiem ograniczającym poprawę efektywności oraz zaburzającym przejrzystość i obiektywność struktury rynku energii elektrycznej. Jednocześnie uniemożliwia on działanie mechanizmów eliminujących z rynku źródła stare, nieefektywne ekonomicznie i nieprzyjazne dla środowiska. Restrukturyzacja KDT zwiększy wolumen energii będącej przedmiotem swobodnego handlu, ale nie obniży bezpieczeństwa energetycznego kraju. W efekcie ceny energii w tym, obecnie odrębnym, segmencie rynku powinny dostosować się do poziomu w kontraktach bilateralnych.

Inne najważniejsze bariery utrudniające dalszy rozwój konkurencji na rynku energii to:

- duży udział zakupów obowiązkowych energii ze skojarzenia oraz ze źródeł odnawialnych (niezbędne jest dostosowanie wymagań prawa dotyczących zakupów obowiązkowych „zielonej energii” do faktycznych możliwości finansowych państwa w sposób nienaruszający mechanizmów konkurencji rynkowej);
- subsydiowanie skróśne między grupami odbiorców oraz między działalnością przesyłową i obrotem;
- opór natury psychologicznej, wciąż silny wśród odbiorców, przed podejmowaniem ryzyka rynkowego.

Ponadto nie należy zapominać o szerszym kontekście funkcjonowania elektroenergetyki, w tym o barierach wynikających z transformacji całej gospodarki, na które Prezes URE nie ma wpływu. Należy do nich konieczność równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców, która, obligując do brania pod uwagę możliwości płatniczych odbiorców, spowalnia tempo dochodzenia cen energii do poziomu uzasadnionego ekonomicznie. Nadal występują poważne rozbieżności między tempem restrukturyzacji energetyki a wdrażaniem polityki ochrony środowiska opartej na mechanizmach rynkowych. Poważnym problemem pozostają restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego oraz strategia dywersyfikacji źródeł energii pierwotnej dla elektroenergetyki. Podsektor wytwarzania

energii elektrycznej jest zbyt rozdrobniony, a jego konsolidacja napotyka na szeroki opór społeczny. Swoistym kuriozum jest utrzymywanie odrębności podmiotowej kopalń węgla brunatnego. Pewne problemy powstają też w obszarze planowania energetycznego na poziomie samorządów lokalnych.

Kolejnym zagadnieniem wymagającym podejścia systemowego jest niezbędna rezerwa mocy zainstalowanej, gwarantująca bezpieczeństwo energetyczne kraju. Należy podkreślić, iż od 1990 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną w kraju praktycznie nie wzrosło. W efekcie modernizacji istniejących urządzeń i oddania do użytku nowych mocy, moc osiagalna w systemie elektroenergetycznym wzrosła, co razem ze spadkiem zapotrzebowania na energię przez tradycyjnie największego odbiorcę, jakim był przemysł ciężki, przelożyło się na powstanie znaczącej nadwyżki mocy zainstalowanej. Dotychczas w gronie wytwórców, ekspertów i organów państwa odpowiedzialnych za reformę elektroenergetyki nie podjęto dyskusji w celu ustalenia optymalnego poziomu rezerwy mocy, sposobu jej utrzymania i wyceny w warunkach rynkowych.

W procesie wdrażania reform, mimo niewątpliwych sukcesów na polu poprawy efektywności, racjonalizacji kosztów i modernizacji urządzeń wytwórczych, nadal nie wszystkie istniejące w przedsiębiorstwach energetycznych rezerwy, szczególnie w obszarze racjonalizacji zatrudnienia, zostały wykorzystane. Dalsze urynkwienie elektroenergetyki oraz presja oddziaływań rynkowych na nasze przedsiębiorstwa energetyczne potencjalnej konkurencji po wejściu Polski do Unii Europejskiej będą stymulatorami uwolnienia tych rezerw. Otwarcie rynku polskiego ujawni rzeczywiste koszty produkcji energii oraz odpowie na pytanie, czy istnieje możliwość ich redukcji oraz czy zostaną one pokryte przy rynkowej cenie sprzedaży.

Mimo iż nie wszystkie z zaobserwowanych w trakcie monitorowania zjawisk są zgodne z oczekiwaniami i, jak w każdym okresie przejściowym, mają miejsce różne deformacje, należy stwierdzić, że bez względu na przedłużające się prace nad restrukturyzacją KDT i ograniczenia dotyczące odbiorców TPA mechanizmy konkurencyjne na rynku energii elektrycznej zaczynają działać.

ZARZĄDZENIE Nr 3/2002 PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

z dnia 2 lipca 2002 r.

w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki¹⁾.

Na podstawie art. 39 ust. 6 i 8 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Radzie Ministrów (Dz. U. z 1999 r. Nr 82, poz. 929, z 2000 r. Nr 120, poz. 1268 oraz z 2001 r. Nr 102, poz. 1116 i Nr 154, poz. 1799 i 1800²⁾) oraz § 3 ust. 3 statutu Urzędu Regulacji Energetyki, stanowiącego załącznik do zarządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (Mon. Pol. Nr 26, poz. 436), zarządza się, co następuje:

§ 1. Ustala się regulamin organizacyjny Urzędu Regulacji Energetyki, stanowiący załącznik do zarządzenia.

§ 2. Traci moc zarządzenie Nr 1/2001 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 18 czerwca 2001 r. w sprawie nadania regulaminu organizacyjnego Urzędowi Regulacji Energetyki.

§ 3. Zarządzenie wchodzi w życie z dniem podpisania.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

Załącznik do Zarządzenia Prezesa Urzędu
Regulacji Energetyki z dnia 2 lipca 2002 r.

REGULAMIN ORGANIZACYJNY URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Rozdział 1 Postanowienia ogólne

§ 1. Użyte w regulaminie wyrazy oznaczają:

- 1) Urząd – Urząd Regulacji Energetyki,
- 2) Prezes – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
- 3) Wiceprezes – Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki,
- 4) Dyrektor Generalny – Dyrektora Generalnego Urzędu Regulacji Energetyki,
- 5) komórki organizacyjne – departamenty, biura i oddziały Urzędu Regulacji Energetyki.

§ 2. Urząd działa na podstawie przepisów 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, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676³⁾), statutu Urzędu Regulacji Energetyki, stanowiącego załącznik do zarządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki (Mon. Pol. Nr 26, poz. 436) oraz niniejszego regulaminu.

- 1) Zarządzenie to zostało zmienione zarządzeniem Nr 4/2002 z dnia 16 lipca 2002 r., zarządzeniem Nr 5/2002 z dnia 14 sierpnia 2002 r. i zarządzeniem Nr 1/2003 z dnia 2 kwietnia 2003 r.
- 2) Jednolity tekst tej ustawy został ogłoszony w Dz. U. z 2003 r. Nr 24, pod poz. 199.
- 3) Dalsze zmiany ustawy – Prawo energetyczne: Dz. U. z 2002 r. Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424.

§ 3. 1. Prezes kieruje Urzędem przy pomocy Wiceprezesa, Dyrektora Generalnego oraz dyrektorów komórek organizacyjnych.

2. Do decyzji Prezesa zastrzega się w szczególności:

- 1) zatwierdzanie materiałów, opracowań, procedur oraz innych dokumentów o istotnym znaczeniu dla regulacji,
- 2) udzielanie urlopów i zatwierdzanie wyjazdów służbowych Wiceprezesa, Dyrektora Generalnego, dyrektorów oddziałów i doradców Prezesa oraz aprobowanie urlopów i wyjazdów służbowych dyrektorów departamentów i biur,
- 3) wyznaczanie swoich przedstawicieli na konferencje, narady, szkolenia itp.
- 4) występowanie o nadanie orderów i odznaczeń państwowych.

3. Do podpisu Prezesa zastrzega się pisma kierowane do Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej, marszałków i wicemarszałków Sejmu i Senatu, posłów i senatorów, Pierwszego Prezesa Sądu Najwyższego, Prezesa i wiceprezesów Rady Ministrów, Prezesa Trybunału Konstytucyjnego, Przewodniczącego Trybunału Stanu, Prezesa Najwyższej Izby Kontroli, Rzecznika Praw Obywatelskich, Prezesa Naczelnego Sądu Administracyjnego, Prezesa Narodowego Banku Polskiego, ministrów oraz kierowników centralnych urzędów administracji publicznej.

4. Prezes może upoważnić Wiceprezesa, Dyrektora Generalnego, dyrektorów komórek organizacyjnych oraz innych pracowników Urzędu do podpisywania dokumentów, o których mowa w ust. 2 i 3.

§ 4. 1. Wiceprezes odpowiedzialny jest za realizację zadań powierzonych mu przez Prezesa.

2. Wiceprezes wykonuje powierzone mu zadania we współdziałaniu z Dyrektorem Generalnym i przy pomocy dyrektorów komórek organizacyjnych.

3. Wiceprezes, w przypadku nieobecności Prezesa, wykonuje jego zadania zgodnie z odrębnym upoważnieniem udzielonym mu przez Prezesa.

§ 5. 1. Dyrektor Generalny realizuje zadania określone w ustawie z dnia 18 grudnia 1998 r. o służbie cywilnej (Dz. U. z 1999 r. Nr 49, poz. 483, Nr 70, poz. 778 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2001 r. Nr 102, poz. 1116, Nr 111, poz. 1194, Nr 128, poz. 1403 i Nr 154, poz. 1800⁴⁾) oraz w innych przepisach.

2. Dyrektora Generalnego zastępuje dyrektor komórki organizacyjnej wyznaczony na podstawie art. 20 ust. 3 ustawy, o której mowa w ust. 1.

3. Dyrektor Generalny może upoważnić dyrektorów komórek organizacyjnych oraz innych pracowników Urzędu do podpisywania pism w sprawach należących do jego kompetencji.

§ 6. 1. Pracami komórek organizacyjnych kierują ich dyrektorzy.

2. Podstawowym obowiązkiem dyrektora komórki organizacyjnej jest zapewnienie sprawnej i efektywnej realizacji zadań danej komórki organizacyjnej.

3. Do stałych obowiązków dyrektora komórki organizacyjnej należy:

- 1) zapewnienie właściwej organizacji i sprawnego funkcjonowania komórki organizacyjnej poprzez podział zadań dla poszczególnych wydziałów i stanowisk pracy, określenie zakresów czynności pracowników, a także zadań kontrolnych pracowników na stanowiskach kierowniczych,
- 2) nadzór nad zgodnym z przepisami i terminowym wykonywaniem przez pracowników powierzonych im zadań i obowiązków oraz nadzór nad dyscypliną pracy,
- 3) zapewnienie właściwego wykorzystania wiedzy i czasu pracy pracowników oraz dbałość o ich rozwój zawodowy,
- 4) nadzór nad przestrzeganiem przez pracowników przepisów o dostępie do informacji publicznej oraz o tajemnicach prawnie chronionych,
- 5) rekomendowanie Dyrektorowi Generalnemu wniosków o udzielenie urlopu pracownikom oraz wniosków o wyrażenie zgody na ich krajowe wyjazdy służbowe,
- 6) zapewnienie właściwego współdziałania komórki organizacyjnej z innymi komórkami Urzędu,
- 7) nadzór nad prawidłową gospodarką mieniem powierzonym komórce organizacyjnej.

4. Dyrektor komórki organizacyjnej przygotowuje projekty decyzji i podpisuje pisma w sprawach należących do właściwości tej komórki, nie zastrzeżonych do kompetencji innych osób, a w szczególności:

- 1) podpisuje pisma i materiały kierowane do Prezesa, Wiceprezesa i Dyrektora Generalnego,
- 2) podpisuje pisma, materiały i dokumenty wewnętrzne, kierowane do innych komórek organizacyjnych,
- 3) parafuje pisma i materiały kierowane do podpisu przez Prezesa, Wiceprezesa i Dyrektora Generalnego,

4) Dalsze zmiany ustawy o służbie cywilnej: Dz. U. z 2002 r. Nr 150, poz. 1237, Nr 153, poz. 1271, Nr 240, poz. 2052 i Nr 153, poz. 1271.

4) podpisuje pisma kierowane do osób zajmujących równorzędne stanowiska w urzędach organów państwowych i samorządowych,

5) podpisuje wnioski w sprawach personalnych pracowników komórki organizacyjnej,

6) podpisuje decyzje, pisma i inne dokumenty w sprawach określonych przez Prezesa w odrębnym upoważnieniu.

5. Dyrektor komórki organizacyjnej może upoważnić swojego zastępcę do załatwiania spraw oraz podpisywania pism z zakresu działania kierowanej przez niego komórki, z wyłączeniem spraw, do załatwiania których został upoważniony imiennie.

6. W czasie nieobecności dyrektora, komórką organizacyjną kieruje zastępca dyrektora, a w razie braku zastępcy dyrektora – osoba wskazana przez dyrektora.

7. Przepisy ust. 2-6 stosuje się odpowiednio do osób kierujących wyodrębnionymi stanowiskami, o których mowa w § 13 pkt 3.

§ 7. 1. Komórki organizacyjne realizują, w zakresie swojej właściwości, zadania związane z wykonywaniem przez Prezesa jego funkcji ustawowych, a także zadania wynikające z poleceń Prezesa, Wiceprezesa oraz Dyrektora Generalnego.

2. W trakcie realizacji zadań, o których mowa w ust. 1, komórki organizacyjne obowiązane są do współpracy między sobą, a w szczególności do informowania się nawzajem o przygotowywanych projektach pism, istotnych z punktu widzenia innych komórek organizacyjnych, o nadesłanych do zaopiniowania projektach aktów prawnych, opracowaniach, raportach i innych dokumentach oraz dokonywania niezbędnych konsultacji i uzgodnień.

§ 8. 1. Zadania realizowane przy udziale kilku komórek organizacyjnych koordynuje komórka wiodąca, której zakres działania obejmuje podstawowy problem będący przedmiotem realizowanego zadania lub której zlecono realizację tego zadania.

2. Wyznaczona komórka wiodąca ma prawo żądania od komórek współdziałających przedstawienia, w wyznaczonym terminie, informacji, wyjaśnień i opinii, niezbędnych do opracowania materiałów lub załatwienia sprawy oraz zwoływania narad przedstawicieli zainteresowanych komórek organizacyjnych, w celu uzgodnienia ewentualnych rozbieżności lub wypracowania stanowiska.

3. Pisma i dokumenty zawierające zagadnienia prawne o skomplikowanym charakterze oraz umowy cywilno – prawne wymagają uzgodnienia z Biurem Prawnym, a zawierające zobowiązania finansowe – z Dyrektorem Generalnym.

§ 9. Szczegółowe zasady obiegu dokumentów w Urzędzie określa Instrukcja Kancelaryjna Urzędu.

§ 10. Spory kompetencyjne pomiędzy komórkami organizacyjnymi rozstrzyga Prezes.

§ 11. Komórki organizacyjne współpracują z komórkami innych organów administracji publicznej, w zakresie swojego działania, w szczególności w zakresie promowania konkurencji i przeciwdziałania praktykom monopolistycznym w sektorze energetycznym.

§ 12. Wszystkie komórki organizacyjne opracowują niezbędne materiały, informacje i wyjaśnienia do publikacji w Biuletynie Urzędu.

Rozdział 2 Struktura organizacyjna Urzędu

§ 13. W skład Urzędu wchodzi następujące komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

- 1) departamenty i biura:
 - a) Gabinet Prezesa (GP),
 - b) Departament Przedsiębiorstw Energetycznych (DPE),
 - c) Departament Taryf (DTA),
 - d) Departament Promowania Konkurencji (DPK),
 - e) Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych (DIE),
 - f) Biuro Prawne (BPR),
 - g) Biuro Obsługi Urzędu (BO),
- 2) oddziały:
 - a) Oddział Centralny w Warszawie (OWA),
 - b) Północno – Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie (OSZ),
 - c) Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku (OGD),
 - d) Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu (OPO),
 - e) Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie (OLB),
 - f) Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi (OŁO),
 - g) Południowo – Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu (OWR),
 - h) Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach (OKA),
 - i) Południowo – Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie (OKR),
- 3) wyodrębnione stanowiska:
 - a) Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych (OIN),
 - b) Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii (RO).

§ 14. 1. Dyrektorzy komórek organizacyjnych oraz osoby kierujące wyodrębnionymi stanowiskami, o których mowa w § 13 pkt 3, opracowują wewnętrzne regulaminy organizacyjne kierowanych przez siebie komórek, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa na wniosek Dyrektora Generalnego.

2. W komórkach organizacyjnych mogą być tworzone wydziały i stanowiska pracy (jedno- i wieloosobowe).

Rozdział 3 Zadania poszczególnych komórek organizacyjnych i wyodrębnionych stanowisk

Gabinet Prezesa

§ 15. Do zadań Gabinetu Prezesa należy w szczególności:

- 1) doradztwo polityczne i merytoryczne w zakresie ustawowych zadań Prezesa,
- 2) wspomaganie Prezesa w realizacji polityki Rządu w zakresie regulacji energetyki,
- 3) przygotowywanie zbiorczych informacji o realizacji poszczególnych zadań Prezesa,

- 4) przygotowywanie sprawozdania z działalności Prezesa,
- 5) koordynowanie przygotowywania materiałów i dokumentów na posiedzenia Rady Ministrów oraz jej komitetów, rad i zespołów,
- 6) koordynowanie przygotowywania odpowiedzi na interpelacje i zapytania posłów i senatorów, dezyderaty komisji sejmowych i senackich,
- 7) realizacja polityki informacyjno-promocyjnej Urzędu, a w szczególności utrzymywanie kontaktów z prasą, gromadzenie publikacji dotyczących sektora energetycznego, przygotowywanie przeglądów prasy, informacji, sprostowań i polemik, kierowanych do prasy oraz udzielanie odpowiedzi na krytykę prasową,
- 8) wydawanie Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki oraz innych wydawnictw.

Departament Przedsiębiorstw Energetycznych

§ 16. Do zadań Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych należy w szczególności:

- 1)⁵⁾ prowadzenie postępowania administracyjnego i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i magazynowania oraz obrotu energią elektryczną, paliwami ciekłymi i gazowymi, z wyjątkiem koncesji dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem oraz z zastrzeżeniem § 24 ust. 2,
- 2) przygotowywanie projektów decyzji nakazujących dalsze prowadzenie działalności po wygaśnięciu koncesji, o których mowa w pkt 1,
- 3) ewidencjonowanie, analiza i ocena realizacji warunków zawartych w koncesji lub promesie koncesji, o których mowa w pkt 1, ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień ochrony środowiska,
- 4) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 5) uzyskiwanie opinii zarządów województw w sprawach należących do właściwości departamentu,
- 6) monitorowanie realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku zakupu energii elektrycznej lub ciepła ze źródeł odnawialnych oraz produkowanych w skojarzeniu,
- 7) prowadzenie kontroli zapasów paliw,
- 8) rozpatrywanie wniosków i przygotowywanie aktów powołania komisji kwalifikacyjnych, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne oraz ich aktualizacja,
- 9) prowadzenie postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie działania departamentu.

5) W brzmieniu ustalonym przez zarządzenie Nr 1/2003 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 2 kwietnia 2003 r. zmieniające zarządzenie w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki. Dodano wyrazy „oraz z zastrzeżeniem § 24 ust. 2”.

Departament Taryf

§ 17. Do zadań Departamentu Taryf należy w szczególności:

- 1)⁶⁾ rozpatrywanie wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych, z wyjątkiem taryf dla energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem, oraz przygotowywanie projektów decyzji o zatwierdzeniu bądź odmowie zatwierdzenia taryfy, z zastrzeżeniem § 24 ust. 2,
- 2) (skreślony)⁷⁾,
- 3) opracowywanie standardów sprawozdawczości, standardów weryfikacji kosztów prowadzenia działalności oraz projekcji finansowych dla potrzeb regulacji przedsiębiorstw sieciowych elektroenergetycznych i gazowniczych,
- 4) kontrolowanie przestrzegania standardów obsługi odbiorców w postępowaniu taryfowym,
- 5)⁸⁾ rozpatrywanie spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, mających związek z realizacją zatwierdzonych przez Prezesa taryf tych przedsiębiorstw w zakresie energii elektrycznej i paliw gazowych,
- 6) prowadzenie postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie działania departamentu.

Departament Promowania Konkurencji

§ 18. Do zadań Departamentu Promowania Konkurencji należy w szczególności:

- 1) monitorowanie funkcjonowania rozwiązań rynkowych w energetyce krajowej i zagranicznej, zwłaszcza rynku bilansującego, rynków lokalnych oraz giełdy energii,
- 2) badanie rynków krajowych pod kątem uznania ich za rynki konkurencyjne oraz rozpatrywanie wniosków przedsiębiorstw energetycznych o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania,
- 3) rozpatrywanie spraw spornych w zakresie realizacji obowiązku świadczenia usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii (TPA) oraz monitorowanie realizacji tego obowiązku,
- 4) współpraca z operatorami systemu przesyłowego – elektroenergetycznego i gazowego, w zakresie doskonalenia mechanizmów rynku konkurencyjnego i rozwiązywania problemów kontraktów długoterminowych.

Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych

§ 19. Do zadań Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych należy w szczególności:

- 6) W brzmieniu ustalonym przez zarządzenie Nr 1/2003 z dnia 2 kwietnia 2003 r. Dodano wyrazy „z zastrzeżeniem § 24 ust. 2”.
- 7) Skreślony przez zarządzenie Nr 1/2003 z dnia 2 kwietnia 2003 r. w związku z uchynieniem art. 48 ustawy – Prawo energetyczne.
- 8) W brzmieniu ustalonym przez zarządzenie Nr 5/2002 Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 14 sierpnia 2002 r. zmieniające zarządzenie w sprawie ustalenia regulaminu organizacyjnego Urzędu Regulacji Energetyki.

- 1) inicjowanie i koordynowanie działań Urzędu wynikających z procesu integracji Polski z Unią Europejską i przyszłego udziału Polski we wspólnej polityce energetycznej,
- 2) określanie kierunków i form współpracy z zagranicą oraz opracowywanie i realizacja umów w tej sprawie,
- 3) utrzymywanie kontaktów z zagranicznymi instytucjami regulacyjnymi oraz z innymi podmiotami zagranicznymi działającymi w dziedzinach objętych zakresem działania Prezesa,
- 4) przygotowywanie informacji i studiów porównawczych dotyczących energetyki w ramach gospodarki światowej, ze szczególnym uwzględnieniem europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu,
- 5) prowadzenie bieżących bilateralnych i wielostronnych kontaktów zagranicznych Prezesa.

Biuro Prawne

§ 20. Do zadań Biura Prawnego należy obsługa prawna Urzędu, a w szczególności:

- 1) opracowywanie oraz opiniowanie projektów aktów normatywnych,
- 2) opracowywanie projektów wewnętrznych aktów prawnych, a zwłaszcza:
 - a) statutu, regulaminu organizacyjnego, decyzji Prezesa i Dyrektora Generalnego oraz innych materiałów związanych z organizacją pracy w Urzędzie,
 - b) upoważnień i pełnomocnictw udzielanych przez Prezesa i Dyrektora Generalnego,
- 3) przygotowywanie stanowiska do projektów aktów prawnych kierowanych do uzgodnienia z Prezesem przez inne organy państwowe,
- 4) prowadzenie zbioru aktów normatywnych i zarządzeń oraz decyzji Prezesa i Dyrektora Generalnego, z wyłączeniem decyzji administracyjnych,
- 5) upowszechnianie wśród komórek organizacyjnych aktów prawnych i orzeczeń sądowych mających istotne znaczenie dla pracy Urzędu,
- 6) zastępstwo procesowe Prezesa i Dyrektora Generalnego w postępowaniu sądowym,
- 7) prowadzenie rejestru zażaleń na postanowienia i odwołań od decyzji Prezesa oraz przygotowywanie odpowiedzi na te zażalenia i odwołania,
- 8) opiniowanie projektów umów zawieranych przez Urząd.

Biuro Obsługi Urzędu

§ 21. Do zadań Biura Obsługi Urzędu należy w szczególności:

- 1) prowadzenie spraw budżetu i rachunkowości oraz rozliczeń finansowych Urzędu,
- 2) pobieranie opłat koncesyjnych,
- 3) obsługa administracyjno-biurowa Urzędu, w tym prowadzenie zamówień publicznych oraz opracowywanie i realizacja planów zakupów środków trwałych i eksploatacyjnych,
- 4) prowadzenie archiwum zakładowego, z wyjątkiem akt zawierających informacje niejawne,
- 5) prowadzenie spraw wynikających z nawiązywania, trwania i zakończenia stosunku pracy osób zatrudnionych w Urzędzie.

dzie, w tym przygotowywanie i prowadzenie dokumentacji z tym związanej,

- 6) realizacja szkoleń oraz innych form podnoszenia wykształcenia i kwalifikacji zawodowych pracowników Urzędu,
- 7) współdziałanie z Komisją Socjalną w sprawach związanych z działalnością socjalną realizowaną w Urzędzie,
- 8) administrowanie systemem informatycznym Urzędu i jego eksploatacją,
- 9) gromadzenie i przetwarzanie danych o gospodarce energetycznej.

Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych

§ 22. 1. Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych realizuje zadania określone przepisami ustawy z dnia 22 stycznia 1999 r. o ochronie informacji niejawnych (Dz. U. Nr 11, poz. 95, z 2000 r. Nr 12, poz. 136 i Nr 39, poz. 462, z 2001 r. Nr 22, poz. 247, Nr 27, poz. 298, Nr 56, poz. 580, Nr 110, poz. 1189, Nr 123, poz. 1353 i Nr 154, poz. 1800 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676⁹⁾).

2. Do zadań Stanowiska do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych należy także prowadzenie w Urzędzie prac obronnych.

Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii

§ 23. Do zadań Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii należy w szczególności:

- 1) udzielanie informacji i pomocy odbiorcom energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła, w celu ochrony inte-

resów odbiorców w ich stosunkach z przedsiębiorstwami energetycznymi,

- 2) współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi i ich organizacjami w zakresie ochrony interesów odbiorców oraz z instytucjami i organizacjami zajmującymi się ochroną konsumentów,
- 3) publikowanie oraz upowszechnianie informacji o działaniach służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii.

Oddziały Urzędu

§ 24.¹⁰⁾ 1. Oddziały Urzędu realizują zadania określone w § 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. Nr 107, poz. 942).

2. Oddziały Urzędu dokonują również czynności związanych z załatwianiem spraw powierzonych ich dyrektorom przez Prezesa na podstawie art. 268a Kodeksu postępowania administracyjnego, dotyczących udzielenia koncesji na magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję i obrót paliwami gazowymi oraz zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych, z wyjątkiem spraw dotyczących Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA (PGNiG SA), regionalnych spółek dystrybucyjnych wyodrębnionych ze struktury PGNiG SA oraz przedsiębiorstw energetycznych zasilanych z sieci przesyłowej PGNiG SA.

3. Dyrektorzy Oddziałów mogą wydawać decyzje administracyjne, po uzyskaniu odrębnego upoważnienia od Prezesa Urzędu.

9) Dalsze zmiany ustawy o ochronie informacji niejawnych: Dz. U. z 2002 r. Nr 89, poz. 804 i Nr 153, poz. 1271 oraz z 2003 r. Nr 17, poz. 155.

10) Obecne brzmienie § 24 zostało ustalone przez zarządzenie Nr 1/2003 z dnia 2 kwietnia 2003 r. Istota zmiany sprowadza się do dodania obecnego ust. 2.

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Project Finance (PF) jako metoda finansowania projektów inwestycyjnych

Definicja PF – metoda Project Finance to finansowanie inwestycji lub eksploatacja praw, zasobów naturalnych lub innych aktywów, gdzie podstawowa część finansowania nie jest dokonywana przez kapitał własny i jest spłacana zasadniczo z dochodów generowanych przez dane przedsięwzięcie inwestycyjne. Metoda ta jest określana jako kredytowanie z podwyższoną stopą ryzyka.

Początkowo taką metodę finansowania wykorzystywano przy realizacji projektów w przemyśle energetycznym, głównie naftowo-gazowym. Obecnie stosuje się ją także w innych dziedzinach gospodarki takich, jak transport, telekomunikacja, przemysł petrochemiczny, hutnictwo.

Cechy PF

- brak analizy wiarygodności kredytowej podmiotu inwestowania, gdyż powstaje on dopiero w procesie realizacji inwestycji,
- brak tradycyjnie rozumianego gwarantowania spłaty kredytu przez zaangażowane w inwestycję podmioty,
- finansowanie inwestycji opiera się na założeniu, że źródłem spłaty, a także zabezpieczenia kredytu jest sam projekt i powstający w wyniku jego realizacji majątek,
- rentowność realizowanego projektu powinna być zawsze szacowana w aspekcie towarzyszącego mu ryzyka,
- ryzyko kredytowe projektu jest badane przede wszystkim w aspekcie zdolności inwestycji do bieżącej obsługi kredytu,
- analiza ryzyka kredytowego dotyczy projektu inwestycyjnego, a nie kredytobiorcy.

Rola kredytodawcy w metodzie PF

- kredytodawca staje się współtwórcą projektu upoważnionym do współzarządzania jego realizacją, a także eksploatacją,
- kredytodawca bierze udział we wszystkich kolejnych etapach powstawania projektu, w kreowaniu struktury ekonomiczno-organizacyjno-finansowej inwestycji, a także w przygotowywaniu oświadczeń kredytobiorcy zawartych w umowie kredytowej,
- kredytodawca jest zmuszony do zastosowania odmiennych od tradycyjnych metod oceny efektywności inwestycji i oceny ryzyka ze szczególnym zwróceniem uwagi na rozpoznanie i oszacowanie źródeł i rozmiarów wszystkich potencjalnych zagrożeń.

Rodzaje PF

Przyjmując za kryterium **gwarancję spłaty kredytu** można wyróżnić dwa podstawowe rodzaje metody PF:

- bez prawa regresu (czyli bez prawa dochodzenia spłaty kredytu),
- z ograniczonym prawem regresu (czyli z ograniczonymi prawami dochodzenia spłaty kredytu).

PF bez prawa regresu – umowa, zgodnie z którą kredytujący projekt nie mają żadnych bezpośrednich zabezpieczeń spłaty kredytu przez poręczycieli. Pomimo, że zabezpieczenie kredytujących będzie obejmowało majątek projektu, to oczekują oni spłaty kredytu z generowanych przez ten majątek operacyjnych przepływów finansowych. Takie podejście determinuje konieczność precyzyjnego skonstruowania projektu w celu upewnienia kredytodawców o ekonomicznej i technicznej możliwości jego realizacji, a także zdolności do obsługi zadłużenia i generowania nadwyżki pokrywającej ryzyko.

PF z prawem regresu – umowa pozwalająca kredytodawcom i inwestorom na dochodzenie spłaty długu przez poręczycieli. Przybiera to często formę przedrealizacyjnej gwarancji w okresie konstruowania projektu lub innych zabezpieczeń. Kredytodawcy i inwestorzy cały czas liczą jednak na sukces projektu jako pierwotnego źródła zwrotu zainwestowanego kapitału. PF z prawem regresu jest najczęściej stosowany w rozwiniętych projektach, ze znacznym ryzykiem realizacyjnym.

Składniki PF

W metodzie PF najczęściej wyróżnia się pięć składników:

- prognoza przepływów finansowych będąca pochodną studiów technicznych, finansowych i rynkowych,
- identyfikacja wszystkich rodzajów ryzyka,
- finansowanie i mechanizmy zwrotu,
- gwarancje prawne i zabezpieczenia związane z niedotrzymaniem warunków przez uczestników projektu,
- sprawozdawczość projektowa.

Uczestnicy PF

W finansowaniu projektów inwestycyjnych metodą PF uczestniczą rządy państw, prywatni sponsorzy i kredytodawcy. Każdy z uczestników PF ma odmienne cele.

Cele uczestników PF

Cele rządów państw:

- zaspokojenie interesu publicznego i szybkie zakończenie inwestycji,
- przejęcie własności inwestycji na rzecz państwa po zwrocie nakładów i spodziewanych zysków sektorowi prywatnemu,
- redukcja potrzeby użycia własnych środków finansowych lub kredytów,
- ograniczenie zobowiązań państwa,
- przeniesienie ryzyka inwestycyjnego z sektora publicznego do prywatnego.

Cele prywatnych sponsorów biorących udział w PF:

- zapewnienie osiągnięcia celów strategicznych podmiotu gospodarczego,
- czerpanie zysku,
- podział ryzyka,
- realizacja projektu nie obciążająca bilansu sponsora (off balance sheet),
- zachowanie kontroli nad projektem.

Cele kredytodawców w PF:

- osiągnięcie zysku (m.in. poprzez atrakcyjną marżę),
- podjęcie mierzalnego ryzyka,
- zapewnienie kontroli nad głównymi decyzjami dotyczącymi inwestycji,
- przejęcie kontroli nad projektem, gdy jego realizacja idzie w złym kierunku.

Kredytodawcy są zainteresowani minimalizacją niebezpieczeństwa wypadków mogących mieć negatywny wpływ na realizację projektu, szczególnie zdarzeń, w konsekwencji których:

- koszty projektu przekroczą zaplanowany budżet, projekt nie zostanie ukończony w terminie lub w ogóle,
- projekt nie osiągnie pełnej (projektowanej) wydajności (zdolności),
- projekt generuje dochody niewystarczające do obsługi długu,
- projekt pochopnie zostanie zamknięty.

Forma prawna PF

Dla uczestników PF duże znaczenie ma wybór formy prawnej podmiotu realizującego inwestycję. Do podstawowych elementów determinujących tę formę zalicza się:

- stopień ochrony od ryzyka i odpowiedzialności, które towarzyszą realizacji projektu,
- określenie zakresu, w jakim pożyczone pieniądze finansujące projekt miałyby się znaleźć w bilansie sponsorów,
- najłatwiejszy sposób pobrania zysku od sponsorów,
- skuteczność podatkowa.

W Polsce główne formy prawne podmiotu realizującego inwestycję finansowaną metodą PF to spółka z ograniczoną odpowiedzialnością oraz spółka akcyjna.

(M. W.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI