

NR 1
2002

2 stycznia 2002

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

NR 1 (21) 2 stycznia 2002 ISSN 1506-090X cena zł 15 (w tym 7% VAT)

w numerze m.in.:

- Quo Vadis, sektorze?
- Z orzecznictwa SA
- Warsztaty Regulatora

Szanowni Państwo,

Wkroczyliśmy w kolejny, drugi już rok Dwudziestego Pierwszego wieku. Za nami przeżycia związane ze Świątami Bożego Narodzenia i Sylwestrem, na wspomnienie których w naszej pamięci pojawia się obraz spokoju, radości, rodzinnego ciepła oraz zabawy, fajerwerków, powitanie Nowego Roku.

To wszystko budzi w nas nadzieję, że choć, jak wiemy, ten Nowy 2002 Rok będzie dla wielu z nas zapewne trudny i pełen wyrzeczeń, to jednak sprawi nam również wiele satysfakcji.

Oby przyniósł nam wszystkim spokój i pomyślność a Polsce – wzrost gospodarczy i przyspieszenie pozytywnych rozwiązań naszych, jakże licznych problemów i kłopotów. Jestem przekonany, że tym razem także podolamy wszelkim nowym wyzwaniom i trudnym decyzjom a wspólna praca da nam oczekiwane korzyści.

Z tej okazji życzę Wszystkim Czytelnikom Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki aby Rok 2002 był rokiem spełnienia wszelkich marzeń i nadziei, wielu sukcesów i zadowolenia na polu zawodowym a zdrowia, miłości i ciepła w życiu rodzinnym.

Leszek Juchniewicz



***Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki***



OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy,

Mijający rok obfitował w szereg ważnych wydarzeń obok których trudno przejść obojętnie. Świat po tragedii 11 września stał się inny. W Rzeczypospolitej najbliższa, dająca się określić, przyszłość nie nastraja nazbyt optymistycznie. Solidarnie zaciskamy pasa, w przekonaniu, że czas niezbędnych wyrzeczeń w konsekwencji przyniesie lepsze jutro ...

Tomasz Kowalak i Mirosław Duda, od wielu lat aktywnie uczestniczący w kreowaniu energetycznej rzeczywistości, przedstawiają swoje refleksje o dotychczasowych osiągnięciach, ale także i zagrożeniach będących udziałem sektora. Skomplikowane i wielokrotnie sprzeczne relacje między przedsiębiorstwami a odbiorcami wymagają bliższej niż dotąd współpracy zainteresowanych resortów. Chciałoby się rzec czas na szybsze i skoordynowane zmiany w rodzimej energetyce przed planowanym przystąpieniem do unijnej rodziny.

Godne polecenia, bardziej szczegółowe problemy restrukturyzacji sektora, w tym rozproszonego ciepłownictwa, uzasadnionych nakładów inwestycyjnych w elektroenergetycznych spółkach dystrybucyjnych są przedmiotem rozważań trzech tekstów autorstwa pracowników Departamentu Planów i Analiz.

Na szczególną uwagę, w dziale PRAWO, obok trzech aktów prawnych Ministra Gospodarki, zasługują opinie dotyczące odmowy zatwierdzenia taryfy oraz trybu zmiany taryfy.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

SPIS TREŚCI

Prawo energetyczne – rozporządzenia	2
Odmowa zatwierdzenia taryfy	14
Zmiana taryfy wymaga zachowania trybu określonego przepisami ustawy – Prawo energetyczne	16
Wybrane aspekty koncesjonowania sektora paliw ciekłych	18
Ciepłownicy bez taryf	20
Ciepłownictwo w Polsce – charakterystyka przedsiębiorstw koncesjonowanych – część II	22
Analityczne narzędzia określania uzasadnionych nakładów inwestycyjnych elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych	29
Restrukturyzacja elektroenergetyki a rozwój rynku konkurencyjnego	35
Quo Vadis, sektorze?	38
Rynek konkurencyjny dostawców energii elektrycznej	43
Informacje i komunikaty	46

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Redaguje: Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE

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

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

Oddano do druku 28 grudnia 2001 r. Nakład: 3000 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15 (w tym 7% VAT)

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 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 30 lipca 2001 r.

w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe.

(Dz. U. Nr 97, poz. 1055)

Na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2000 r. Nr 106, poz. 1126, Nr 109, poz. 1157 i Nr 120, poz. 1268 oraz z 2001 r. Nr 5, poz. 42) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1 Przepisy ogólne

§ 1. 1. Przepisy rozporządzenia stosuje się, z zastrzeżeniem ust. 2, przy projektowaniu, budowie, przebudowie lub rozbudowie sieci gazowych służących do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych.

2. Przepisów rozporządzenia nie stosuje się do:

- 1) sieci gazowych służących do przesyłania gazów technicznych i skroplonych gazów węglowodorowych (C₃-C₄),
 - 2) sieci gazowych w kanałach zbiorczych,
 - 3) doświadczalnych sieci gazowych,
 - 4) sieci gazowych znajdujących się na terenach zakładów górniczych i wojskowych,
 - 5) znajdujących się w budynkach instalacji gazowych nienależących do sieci gazowych, określonych w odrębnych przepisach.
- § 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:
- 1) sieć gazowa – gazociąg wraz ze stacjami gazowymi, układami pomiarowymi, tłoczniami gazu, magazynami gazu, połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, należące do przedsiębiorstwa gazowniczego,
 - 2) paliwo gazowe – paliwo pochodzenia naturalnego, spełniające wymagania Polskich Norm,
 - 3) gazociąg – rurociąg wraz z wyposażeniem, służący do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych,
 - 4) klasa lokalizacji – klasyfikację terenu według stopnia urbanizacji obszaru położonego geograficznie wzdłuż gazociągu,
 - 5) strefa kontrolowana – obszar wyznaczony po obu stronach osi gazociągu, w którym operator sieci gazowej podejmuje czynności w celu zapobieżenia działalności mogącej mieć negatywny wpływ na trwałość i prawidłową eksploatację gazociągu,
 - 6) operator sieci gazowej – jednostkę organizacyjną przedsiębiorstwa gazowniczego posiadającą koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych siecią gazową, odpowiedzialną za ruch sieciowy,
 - 7) skrzyżowanie – miejsce, w którym gazociąg przebiega pod lub nad obiektami budowlanymi lub terenowymi takimi jak autostrada, linia kolejowa, rzeka, kanał, grobla,
 - 8) ciśnienie – nadciśnienie gazu wewnątrz sieci gazowej mierzone w warunkach statycznych,
 - 9) maksymalne ciśnienie robocze (MOP) – maksymalne ciśnienie, przy którym sieć gazowa może pracować w sposób ciągły w normalnych warunkach roboczych (normalne warunki robocze oznaczają brak zakłóceń w urządzeniach i przepływie paliwa gazowego),
 - 10) maksymalne dopuszczalne ciśnienie pracy (MAOP) – maksymalną wartość ciśnienia, jakiemu może być poddana sieć gazowa,
 - 11) ciśnienie robocze (OP) – ciśnienie, które występuje w sieci gazowej w normalnych warunkach roboczych,
 - 12) maksymalne ciśnienie przypadkowe (MIP) – maksymalne ciśnienie, na jakie sieć gazowa może być narażona w ciągu krótkiego okresu czasu, ograniczone przez urządzenia zabezpieczające,
 - 13) współczynnik projektowy – współczynnik charakteryzujący stopień zredukowania naprężeń obwodowych w gazociągach,
 - 14) ciśnienie projektowe – ciśnienie stosowane w obliczeniach projektowych,
 - 15) minimalna żądana wytrzymałość (MRS) – prognozowaną wytrzymałość hydrostatyczną rur z tworzyw sztucznych po 50 latach ich użytkowania w temperaturze 293,15 K (20°C),
 - 16) ciśnienie krytyczne szybkiej propagacji pęknięć – ciśnienie w rurach z tworzyw sztucznych, przy którym w temperaturze 273,15 K (0°C) następuje szybkie rozprzestrzenianie pęknięć,
 - 17) rezystancja jednostkowa przejścia gazociągu – rezystancję między gazociągiem a środowiskiem elektrolitycznym, odniesioną do jednostki powierzchni lub jednostki długości gazociągu,
 - 18) próba ciśnieniowa – zastosowanie ciśnienia próbnego w sieci gazowej, przy którym sieć gazowa daje gwarancję bezpiecznego funkcjonowania,
 - 19) próba wytrzymałości – próbę ciśnieniową przeprowadzaną w celu sprawdzenia, czy dana sieć gazowa spełnia wymagania wytrzymałości mechanicznej,
 - 20) próba szczelności – próbę przeprowadzaną w celu sprawdzenia, czy sieć gazowa spełnia wymagania szczelności na przecieki paliwa gazowego,
 - 21) próba hydrauliczna – próbę ciśnieniową wytrzymałości lub szczelności, przeprowadzaną przy użyciu czynnika ciekłego,
 - 22) próba pneumatyczna – próbę ciśnieniową wytrzymałości lub szczelności, przeprowadzaną przy użyciu czynnika gazowego,
 - 23) próba specjalna – próbę hydrauliczną obciążania gazociągów w granicach plastyczności materiału rur, przeprowadzoną w celu poprawienia ich właściwości wytrzymałościowych,
 - 24) stacja gazowa – zespół urządzeń w sieci gazowej, spełniający oddzielnie lub równocześnie funkcje redukcji, uzdatnienia, regulacji, pomiarów i rozdziału paliwa gazowego,
 - 25) stacja redukcyjna – stację gazową, w skład której wchodzi przewód wejściowy i wyjściowy, armatura odcinająca i filtrująca, urządzenia regulacji ciśnienia paliwa gazowego, ciśnieniowy system bezpieczeństwa, urządzenia rejestrujące ciśnienie oraz systemy alarmowe,
 - 26) stacja pomiarowa – stację gazową, w skład której wchodzi urządzenia pomiarowe przeznaczone do pomiarów strumienia objętości, masy lub energii paliwa gazowego, przewód wejściowy i wyjściowy oraz armatura odcinająca i filtrująca,
 - 27) punkt redukcyjny – stację redukcyjną o strumieniu objętości równym 60 m³/h lub mniejszym i ciśnieniu roboczym na wejściu od 10 kPa do 0,5 MPa włącznie,
 - 28) przewód wejściowy stacji gazowej – odcinek rurociągu łączą-

- cy zespół zaporowo-upustowy z armaturą odcinającą na wejściu do stacji,
- 29) przewód wyjściowy stacji gazowej – odcinek rurociągu łączący armaturę odcinającą na wyjściu ze stacji z zespołem zaporowo-upustowym,
- 30) przewód awaryjny – odcinek gazociągu dający możliwość omińnięcia elementu sieci gazowej, takich jak stacja gazowa, tłocznia gazu itp.,
- 31) system kontroli ciśnienia – połączony system zawierający: reduktory ciśnienia, ciśnieniowy system bezpieczeństwa, urządzenia rejestrujące ciśnienie oraz systemy alarmowe i teletryczne,
- 32) ciśnieniowy system bezpieczeństwa – system zabezpieczający ciśnienie na wyjściu, po redukcji lub tłoczeniu w określonych dopuszczalnych wartościach,
- 33) urządzenie regulujące ciśnienie – reduktor lub regulator ciśnienia, zapewniający utrzymanie ciśnienia na określonym poziomie,
- 34) tłocznia gazu – zespół urządzeń sprężania, regulacji i bezpieczeństwa wraz z instalacjami zasilającymi i pomocniczymi, spełniający oddzielnie lub równocześnie funkcje: przetłaczania gazu, podwyższania ciśnienia gazu ze złożeń i zbiorników oraz zatłaczania gazu do tych zbiorników,
- 35) instalacja technologiczna tłoczni – rurociągi wraz z armaturą i urządzeniami oraz orurowaniem gazowym sprężarek, doprowadzające do sprężarek i odprowadzające gaz po sprężaniu, znajdujące się pomiędzy układami odcinającymi na wejściu i wyjściu z tłoczni,
- 36) orurowanie gazowe sprężarki – rurociągi wraz z armaturą, łączące sprężarkę z gazociągiem ssącym i tłocznym oraz z jej poszczególnymi stopniami sprężania,
- 37) agregat sprężarkowy – zespół silnika i sprężarki gazu łącznie z układem sterowania agregatem,
- 38) układ sterowania agregatem – układ uruchamiania, wyłączania, kontrolowania, sterowania i zabezpieczenia agregatu sprężarkowego,
- 39) układ sterowania tłocznia gazu – układ nadzorowania, kontrolowania, sterowania i zabezpieczenia tłoczni wraz z układami sterowania agregatem,
- 40) korozja naprężeniowa – pęknięcia śródkrystaliczne lub międzykrystaliczne w materiale rury stalowej lub armatury metalowej, które powstają w wyniku oddziaływania środowiska korozyjnego i wewnętrznych lub zewnętrznych naprężeń,
- 41) magazyny gazu – magazyny tworzone w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, oraz zbiorniki ciśnieniowe i kriogeniczne wraz z urządzeniami zatłaczania, redukcji, pomiarów, osuszania i podgrzewania gazu,
- 42) metr sześcienny normalny (m^3) – jednostkę rozliczeniową oznaczającą ilość suchego gazu zawartą w objętości $1 m^3$ przy ciśnieniu 101,325 kPa, w temperaturze 273,15 K ($0^\circ C$).
- § 3. Przy projektowaniu i budowie sieci gazowej należy uwzględnić warunki geologiczne, hydrologiczne, wymagania ochrony przeciwpożarowej oraz ochrony środowiska i zabytków.
- § 4. 1. Sieć gazowa powinna być projektowana i budowana zgodnie z przepisami prawa budowlanego, w sposób zapewniający jej bezpieczną eksploatację oraz dostawę paliwa gazowego w ilościach wynikających z bieżącego i planowanego zapotrzebowania

2. Projektujący i budujący sieć gazową powinni stosować system zarządzania jakością.

3. Sieć gazowa powinna być sterowana i kontrolowana przez operatora sieci gazowej.

Rozdział 2 Gazociągi

§ 5. Gazociągi dzieli się według:

- 1) maksymalnego ciśnienia roboczego na:
 - a) gazociągi niskiego ciśnienia do 10 kPa włącznie,
 - b) gazociągi średniego ciśnienia powyżej 10 kPa do 0,5 MPa włącznie,
 - c) gazociągi podwyższonego średniego ciśnienia powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie,
 - d) gazociągi wysokiego ciśnienia powyżej 1,6 MPa do 10 MPa włącznie,
- 2) stosowanych materiałów na:
 - a) gazociągi stalowe,
 - b) gazociągi z tworzyw sztucznych.

§ 6. 1. Gazociągi należy budować na terenach zaliczanych do pierwszej i drugiej klasy lokalizacji.

2. Tereny o zabudowie jedno- lub wielorodzinnej, intensywnym ruchu kołowym, rozwiniętej infrastrukturze podziemnej – takie jak sieci wodociągowe, ciepłownicze i kanalizacyjne, przewody energetyczne i telekomunikacyjne – oraz ulice, drogi i tereny górnicze zalicza się do pierwszej klasy lokalizacji.

3. Inne tereny, niewymienione w ust. 2, zalicza się do drugiej klasy lokalizacji.

4. Operator sieci gazowej dokonuje ustalenia klasy lokalizacji gazociągu na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

§ 7. 1. Wymagania wytrzymałościowe gazociągów zależą od klasy lokalizacji.

2. Naprężenia obwodowe gazociągu stalowego w warunkach statycznych wywołane maksymalnym ciśnieniem roboczym nie powinny przekraczać iloczynu minimalnej wartości granicy plastyczności $R_{t0,5}$ i współczynnika projektowego, wynoszącego dla:

- 1) pierwszej klasy lokalizacji – 0,40,
- 2) drugiej klasy lokalizacji – 0,72.

3. Naprężenia obwodowe gazociągu z tworzyw sztucznych w warunkach statycznych, wywołane maksymalnym ciśnieniem roboczym, nie powinny przekraczać iloczynu wartości minimalnej wartości żądanej wytrzymałości i współczynnika projektowego, wynoszącego dla pierwszej i drugiej klasy lokalizacji – 0,5.

4. Sposób dokonywania obliczeń wytrzymałościowych gazociągów, o których mowa w § 5, w warunkach obciążeń statycznych i dynamicznych, określają Polskie Normy.

5. Gazociągi eksploatowane mogą być zakwalifikowane do odpowiedniej klasy lokalizacji po dostosowaniu ich naprężeń obwodowych do wymagań określonych w ust. 2 i 3.

§ 8. 1. Dopuszcza się lokalizowanie gazociągów:

- 1) w drogowych obiektach inżynierskich zgodnie z odrębnymi przepisami, w tym:
 - a) w tunelach przeznaczonych dla pieszych lub dla ruchu kołowego i przepustach,
 - b) na mostach, wiaduktach lub specjalnych konstrukcjach,
- 2) w kanałach i innych obudowanych przestrzeniach, pod warunkiem że są one wentylowane lub wypełnione piaskiem

bądź innym materiałem niepalnym, lub zastosowano dla gazociągu rury ochronne,

- 3) nad i pod powierzchnią ziemi na terenach leśnych, górzystych, podmokłych, bagnistych, w wodzie, pod dnem cieków lub akwenów oraz nad innymi przeszkodami terenowymi.

2. Lokalizując gazociągi w miejscach, o których mowa w ust. 1 pkt 3, należy zabezpieczyć je przed przemieszczaniem.

3. Gazociągi układane na terenach górniczych powinny być zabezpieczone przed szkodliwym oddziaływaniem przemieszczania się gruntu.

4. Trasa gazociągu i armatura zabudowana powinny być trwałe oznakowane w terenie.

§ 9. 1. Gazociągi powinny być układane w ziemi lub nad ziemią, z uwzględnieniem wymagań określonych w odrębnych przepisach.

2. Dla gazociągów układanych w ziemi i nad ziemią powinny być wyznaczone, na okres eksploatacji gazociągu, strefy kontrolowane, których linia środkowa pokrywa się z osią gazociągu.

3. W strefach kontrolowanych operator sieci gazowej powinien kontrolować wszelkie działania, które mogłyby spowodować uszkodzenie gazociągu.

4. W strefach kontrolowanych nie należy wznosić budynków, urządzać stałych składów i magazynów, sadzić drzew oraz nie powinna być podejmowana żadna działalność mogąca zagrozić trwałości gazociągu podczas jego eksploatacji. Dopuszcza się, za zgodą operatora sieci gazowej, urządzenie parkingów nad gazociągami.

5. Jeżeli w planach uzbrojenia podziemnego nie przewidziano, dla gazociągów układanych w pasach drogowych na terenach miejskich i wiejskich, stref kontrolowanych o szerokości określonej w ust. 6, należy je ustalić w projekcie budowlanym gazociągu.

6. Szerokość stref kontrolowanych, których linia środkowa pokrywa się z osią gazociągu, powinna wynosić:

- 1) dla gazociągów podwyższonego średniego ciśnienia i gazociągów wysokiego ciśnienia, o średnicy nominalnej oznaczonej symbolem „DN”:
 - a) do DN 150 włącznie – 4 m,
 - b) powyżej DN 150 do DN 300 włącznie – 6 m,
 - c) powyżej DN 300 do DN 500 włącznie – 8 m,
 - d) powyżej DN 500 – 12 m,
- 2) dla gazociągów niskiego i średniego ciśnienia – 1 m.

7. Dla gazociągów układanych w przecinkach leśnych powinien być wydzielony pas gruntu, o szerokości po 2 m z obu stron osi gazociągu, bez drzew i krzewów.

8. W przypadku równoległe układanych gazociągów, których strefy kontrolowane stykają się lub nakładają, należy przyjąć całkowitą szerokość strefy kontrolowanej stanowiącą sumę odstępów osi dwóch skrajnych gazociągów i połowy szerokości stref kontrolowanych zewnętrznych gazociągów.

§ 10. 1. Odległość pomiędzy powierzchnią zewnętrzną gazociągu i skrajnymi elementami uzbrojenia powinna wynosić nie mniej niż 40 cm, a przy skrzyżowaniach lub zbliżeniach – nie mniej niż 20 cm, jeżeli gazociąg układany jest w pierwszej klasie lokalizacji równoległe do podziemnego uzbrojenia.

2. Dopuszcza się zmniejszenie odległości, o których mowa w ust. 1, po zastosowaniu płyt izolujących lub innych środków zabezpieczających.

3. Przy układaniu gazociągów w drugiej klasie lokalizacji równoległe do istniejącego gazociągu, odległość pomiędzy po-

wierzchniami zewnętrznymi gazociągów o średnicy nominalnej oznaczonej symbolem „DN”:

- 1) do DN 150 włącznie – nie powinna być mniejsza niż 1,00 m,
- 2) powyżej DN 150 do DN 400 włącznie – nie powinna być mniejsza niż 1,50 m,
- 3) powyżej DN 400 do DN 600 włącznie – nie powinna być mniejsza niż 2,00 m,
- 4) powyżej DN 600 do DN 900 włącznie – nie powinna być mniejsza niż 3,00 m,
- 5) powyżej DN 900 – nie powinna być mniejsza niż 3,50 m.

4. Jeżeli są układane równoległe gazociągi o różnych średnicach, odstęp między nimi ustala się, biorąc pod uwagę większą ze średnic.

5. Odległości i wymagania dla gazociągów budowanych w obrębie dróg, linii kolejowych oraz napowietrznych linii wysokiego napięcia i kabli energetycznych oraz innych obiektów budowlanych określają odrębne przepisy.

§ 11. 1. Gazociąg stalowy powinien być wykonany z rur przewodowych stalowych dla mediów palnych, zgodnie z wymaganiami określonymi w Polskich Normach.

2. Rury stalowe stosowane do budowy gazociągu powinny charakteryzować się wymaganymi wartościami udarności, określonymi w odrębnych przepisach, i potwierdzonymi badaniami w przewidywanych temperaturach roboczych.

3. Wymagania techniczne, jakim powinny odpowiadać rury z tworzyw sztucznych, określają odrębne przepisy.

§ 12. 1. Gazociąg powinien być wyposażony w armaturę zaporową i upustową.

2. Armatura zaporowa i upustowa powinna mieć wytrzymałość mechaniczną oraz konstrukcję umożliwiającą przenoszenie maksymalnych ciśnień i naprężeń mogących wystąpić w gazociągu w skrajnych temperaturach jego pracy.

3. Korpusy armatury zaporowej i upustowej powinny być wykonane ze stali lub staliwa.

4. W gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym nieprzekraczającym 1,6 MPa dopuszcza się stosowanie armatury zaporowej i upustowej z korpusami z żeliwa sferoidalnego i ciągliwego.

5. W gazociągu z tworzyw sztucznych dopuszcza się stosowanie armatury zaporowej i upustowej wykonanej z tych tworzyw.

6. Części armatury zaporowej i upustowej mające kontakt z paliwem gazowym powinny być odporne na jego działanie.

7. Armatura zaporowa i upustowa zabudowana w gazociągu układanym pod powierzchnią jezdni powinna być zabezpieczona przed uszkodzeniem od obciążeń powodowanych naciskami mechanicznymi.

8. Warunki techniczne, jakim powinna odpowiadać armatura zaporowa i upustowa stosowana do budowy gazociągów, określają przepisy o dozorze technicznym i Polskie Normy.

9. Gazociągi wysokiego ciśnienia powinny być podzielone na odcinki wydzielone za pomocą armatury zaporowej i upustowej zamykanej ręcznie lub automatycznie bądź za pomocą zdalnego sterowania.

10. Przy określaniu długości odcinków gazociągu należy brać pod uwagę ich średnicę, ciśnienie i czas opróżnienia z paliwa gazowego. Odległość między armaturą zaporową i upustową nie powinna być większa niż:

- 1) 20 km – dla gazociągu w drugiej klasie lokalizacji,
- 2) 10 km – dla gazociągu w pierwszej klasie lokalizacji.

§ 13. 1. Do łączenia rur stalowych przewodowych z armaturą zaporową i upustową mogą być stosowane połączenia spawane i kolnierzowe; w zakresie średnic do DN 50 włącznie mogą być również stosowane połączenia gwintowe ze szczelnością uzyskiwaną na gwincie.

2. Technologia łączenia rur oraz użyte materiały dodatkowe powinny zapewnić wytrzymałość połączeń równą wytrzymałości materiałów podstawowych.

§ 14. 1. Łączenie rur, o których mowa w § 11 ust. 1, powinno być wykonane wyłącznie za pomocą spawania elektrycznego.

2. Kategorię wymagań jakościowych połączeń spawanych w zależności od maksymalnego ciśnienia roboczego i grup materiałowych rur określają Polskie Normy.

3. Wykonawcy złączy spawanych, w zależności od kategorii wymagań jakościowych, powinni stosować system jakości zgodnie z wymaganiami określonymi w Polskich Normach.

4. Złącza spawane powinny być wykonywane zgodnie z uznanymi technologiami spawania oraz instrukcjami technologicznymi spawania, określonymi w Polskich Normach.

5. Jakość złączy spawanych powinna być badana metodami nieniszczącymi lub w razie wymagań dodatkowych metodami niszczącymi. Metody badań i udział procentowy badanych spoin, w zależności od kategorii wymagań jakościowych, określają Polskie Normy.

6. Sprawdzeniu badaniami nieniszczącymi podlegają wszystkie połączenia spawane wykonane w gazociągach ułożonych na mostach, wiaduktach, na terenach bagnistych, podmokłych, górniczych oraz w miejscach skrzyżowań z przeszkodami terenowymi.

§ 15. 1. W gazociągu stalowym elementy zmieniające średnicę gazociągu, takie jak łuki lub odgałęzienia, powinny być wykonane przez zastosowanie kształtek kutyh lub ciągnionych.

2. Dopuszcza się wykonywanie elementów, o których mowa w ust. 1, z rur przewodowych w sposób określony w odrębnych przepisach.

3. Przy wykonywaniu włączy do czynnego gazociągu dopuszcza się stosowanie trójników i nakładek rozciętych pełno-obwodowych.

§ 16. 1. Rury i kształtki polietylenowe powinny być łączone za pomocą połączeń zgrzewanych czolowo lub elektrooporowo, a z rurami stalowymi – za pomocą kształtek polietylenowo-stalowych. Połączenia zgrzewane powinny spełniać wymagania określone w Polskich Normach.

2. Odgałęzienia przy wykonywaniu włączy do czynnego gazociągu z polietylenu powinny być wykonane z zastosowaniem trójników siodlowych.

§ 17. 1. Rury i kształtki poliamidowe należy łączyć za pomocą klejenia lub połączeń zaciskowych i kolnierzowych.

2. Połączenia, o których mowa w ust. 1, powinny spełniać wymagania określone w odrębnych przepisach.

§ 18. 1. Gazociąg stalowy powinien być zabezpieczony przed korozją zewnętrzną za pomocą powłok ochronnych izolacyjnych i ochrony elektrochemicznej. Dopuszcza się niestosowanie ochrony elektrochemicznej do zabezpieczenia gazociągu stalowego o maksymalnym ciśnieniu roboczym równym lub mniejszym niż 0,5 MPa, jeżeli zapewniona zostanie całkowita szczelność powłoki gazociągu okresowo monitorowana podczas jego eksploatacji.

2. Powłoki ochronne gazociągu stalowego powinny być dobierane z uwzględnieniem warunków, jakie występują w otaczają-

cym środowisku pracy gazociągu oraz współdziałania z ochroną elektrochemiczną.

3. Rury stalowe stosowane do budowy gazociągów powinny być zabezpieczone fabrycznie powłoką z tworzyw sztucznych.

4. Dopuszcza się stosowanie rur izolowanych taśmami z tworzyw sztucznych dla gazociągów o średnicach nieprzekraczających DN 50.

5. Powłoki ochronne gazociągu stalowego powinny być poddawane badaniom szczelności, przeprowadzanym podczas układania gazociągu.

6. Jakość powłoki gazociągu po jego przykryciu ziemią powinna być badana w szczególności poprzez wyznaczenie jednostkowej rezystancji przejścia gazociągu względem ziemi, która powinna być zgodna z wartością określoną w projekcie budowlanym.

7. Gazociąg stalowy, dla którego stosuje się ochronę elektrochemiczną przed korozją, powinien:

- 1) posiadać przewodność elektryczną,
- 2) być oddzielony elektrycznie przez złącza izolujące od obiektów niewymagających ochrony,
- 3) być odizolowany elektrycznie od wszelkich konstrukcji i elementów o małej rezystancji przejścia względem ziemi.

§ 19. 1. Gazociąg przed oddaniem do eksploatacji powinien być poddany próbom wytrzymałości i szczelności.

2. Gazociąg stalowy wysokiego ciśnienia i podwyższonego średniego ciśnienia, który będzie pracować przy napięciach obwodowych o równej lub większej od 30% wartości granicy plastyczności materiału rur, powinien być poddany:

- 1) w drugiej klasie lokalizacji – próbie hydraulicznej lub pneumatycznej wytrzymałości do ciśnienia nie niższego od iloczynu współczynnika 1,3 i maksymalnego ciśnienia roboczego,
- 2) w pierwszej klasie lokalizacji – próbie hydraulicznej wytrzymałości do ciśnienia nie niższego od iloczynu współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego,
- 3) próbie hydraulicznej lub pneumatycznej szczelności do ciśnienia równego iloczynowi współczynnika 1,1 i maksymalnego ciśnienia roboczego.

3. Naprężenia wywołane ciśnieniem próby wytrzymałości, o której mowa w ust. 2 pkt 1 i 2, nie powinny przekroczyć 95% minimalnej granicy plastyczności $R_{10,5}$.

4. Gazociąg o maksymalnym ciśnieniu roboczym równym lub mniejszym od 0,5 MPa powinien być poddany próbie pneumatycznej szczelności powietrzem lub gazem obojętnym pod ciśnieniem większym o 0,2 MPa od maksymalnego ciśnienia roboczego.

5. Wymagania w zakresie przeprowadzania prób wytrzymałości i szczelności określają Polskie Normy.

6. Dopuszcza się, aby odcinki gazociągu o średnicach równych lub mniejszych od DN 150 i długości do 300 m lub o średnicach większych od DN 150 i długości do 200 m nie były poddane próbie szczelności, pod warunkiem że cały gazociąg poddano próbie wytrzymałości do ciśnienia, o którym mowa w ust. 2 pkt 1 i 2, oraz wszystkie spoiny były skontrolowane metodami nieniszczącymi, zgodnie z § 14 ust. 5.

7. Wszystkie spoiny obwodowe, łączące poszczególne sekcje gazociągów, po przeprowadzonych próbach ciśnieniowych powinny być poddane badaniom nieniszczącym, zgodnie z § 14 ust. 5.

8. Gazociąg z tworzywa sztucznego po dostatecznym utwardzeniu złączy powinien być poddany próbie wytrzymałości i szczelności. Gazociąg powinien być poddany ciśnieniu nie

mniejszemu niż iloczyn współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego, lecz nieprzekraczającemu iloczynu współczynnika 0,9 i ciśnienia krytycznego szybkiej propagacji pęknięć.

§ 20. Gazociąg nowo wybudowany wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia oraz gazociąg eksploatowany, w którym zachodzi konieczność podwyższenia maksymalnego ciśnienia roboczego, może być poddawany próbom specjalnym. Sposób przeprowadzenia prób specjalnych określają odrębne przepisy

§ 21. Gazociąg nieprzekazany do eksploatacji w okresie 6 miesięcy od zakończenia prób ciśnieniowych powinien być ponownie poddany próbom szczelności przed oddaniem go do użytkowania.

§ 22. 1. Powierzchnie wewnętrzne gazociągu przed oddaniem do eksploatacji powinny być oczyszczone.

2. Gazociąg podwyższonego średniego ciśnienia i wysokiego ciśnienia o średnicach równych i większych od DN 200 powinien być przystosowany do czyszczenia tłokami lub inspekcji wewnętrznej

§ 23. 1. Dopuszcza się podwyższenie ciśnień roboczych w eksploatowanych gazociągach stalowych i z tworzyw sztucznych, po określeniu dla nich maksymalnego dopuszczalnego ciśnienia pracy.

2. Maksymalne dopuszczalne ciśnienie pracy gazociągu określa się na podstawie obliczeń wytrzymałościowych z uwzględnieniem najsłabszego elementu gazociągu stalowego.

3. Dla gazociągów o nieznanach właściwościach wytrzymałościowych należy za pomocą badań określić co najmniej:

- 1) granicę plastyczności – w przypadku gazociągów stalowych,
- 2) wartość minimalnej żądanej wytrzymałości – w przypadku gazociągów z tworzyw sztucznych.

4. Gazociąg stalowy o maksymalnym ciśnieniu roboczym wyższym od 0,5 MPa przy podwyższaniu ciśnienia powinien być poddany próbie hydraulicznej, a maksymalne dopuszczalne ciśnienie pracy powinno być niższe od iloczynu ciśnienia próby i współczynnika projektowego, określonego w § 7 ust. 2.

5. Gazociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 0,5 MPa włącznie przy podwyższaniu ciśnienia powinny być poddane próbie ciśnieniowej, a maksymalne dopuszczalne ciśnienie robocze powinno być niższe od iloczynu ciśnienia próby i współczynnika 0,67.

Rozdział 3 Stacje gazowe

§ 24. 1. Stacje gazowe powinny spełniać wymagania określone w § 3 i § 4 ust. 1.

2. Dopuszcza się umieszczenie punktów redukcyjnych i stacji gazowych o strumieniu objętości paliwa gazowego nieprzekraczającym 200 m³/h, o maksymalnym ciśnieniu roboczym na wejściu do 1,6 MPa, oraz stacje o strumieniu objętości nieprzekraczającym 300 m³/h, lecz o maksymalnym ciśnieniu roboczym na wejściu do 0,5 MPa – przy ścianach budynku wykonanych z materiałów niepalnych lub w ich wnękach.

3. Stacje gazowe o strumieniu objętości paliwa gazowego nieprzekraczającym 200 m³/h i o maksymalnym ciśnieniu roboczym na wejściu do 0,5 MPa mogą być zlokalizowane w kotłowniach umieszczonych w pomieszczeniach technicznych budynków lub w budynkach wolno stojących przeznaczonych na kotłownie. Pomieszczenia te powinny spełniać wymagania określone w odrębnych przepisach i Polskich Normach.

4. Dla stacji gazowych niewymienionych w ust. 2 i 3 odległości tych stacji od obiektów budowlanych powinny być większe od poziomego zasięgu stref zagrożenia wybuchem ustalonych dla tych stacji, o ile przepisy odrębne nie stanowią inaczej.

5. Zasięg stref zagrożenia wybuchem dla stacji gazowych i innych instalacji sieci gazowej określają odrębne przepisy.

§ 25. Otwory okienne, drzwiowe i wentylacyjne w ścianach, na których są umieszczone punkty redukcyjne i stacje, o których mowa w § 24 ust. 2, powinny znajdować się poza strefą zagrożenia wybuchem stacji gazowej.

§ 26. 1. Poszczególne elementy ciągów redukcyjnych, urządzenia zabezpieczające i redukcyjne oraz aparatura kontrolno-pomiarowa stacji gazowej mogą być instalowane w obudowie, pod zadaszeniem lub na otwartej przestrzeni.

2. Obudowy stacji gazowych mogą stanowić oddzielne budynki, kontenery, obudowy zlokalizowane w ziemi i na dachach budynków.

§ 27. 1. Stacje redukcyjne powinny być wyposażone co najmniej w dwa ciągi redukcyjne z regulacją automatyczną, każdy o przepustowości stacji, przy czym jeden z nich powinien być ciągiem rezerwowym.

2. Przy zastosowaniu w stacjach redukcyjnych więcej niż dwóch ciągów redukcyjnych dopuszcza się, aby każdy z nich miał przepustowość mniejszą niż przepustowość stacji.

3. W stacjach redukcyjnych mogą być umieszczone urządzenia związane z pomiarem lub nawanianiem.

4. Urządzenia stacji redukcyjnej wraz z ciągami redukcyjnymi do pierwszej armatury zaporowej włącznie zainstalowanej po urządzeniach regulujących ciśnienie powinny spełniać wymagania wytrzymałościowe odpowiadające maksymalnemu ciśnieniu roboczemu gazociągu zasilającego stację.

§ 28. W sieciach gazowych niskiego i średniego ciśnienia dopuszcza się instalowanie stacji gazowych z jednym ciągiem redukcyjnym, pod warunkiem że stacja współpracuje z innymi stacjami gazowymi mogącymi przejąć jej funkcje lub że wyłączenie się stacji wskutek awarii nie spowoduje zagrożenia lub strat u odbiorców.

§ 29. 1. W przypadku gdy maksymalne ciśnienie robocze na wejściu do stacji gazowej przekracza maksymalne ciśnienie przypadkowe na wyjściu, powinien być stosowany ciśnieniowy system bezpieczeństwa niedopuszczający do nadmiernego wzrostu ciśnienia wyjściowego i ciśnienia między stopniami redukcji.

2. W stacji gazowej redukcyjnej nie jest wymagane stosowanie ciśnieniowego systemu bezpieczeństwa, o ile maksymalne ciśnienie robocze na wejściu jest równe 10 kPa lub mniejsze oraz gdy nie przekracza maksymalnego ciśnienia przypadkowego na wyjściu.

3. Ciśnieniowy system bezpieczeństwa powinien działać automatycznie i nie dopuszczać do przekroczenia wartości granicznych maksymalnego ciśnienia przypadkowego na wyjściu.

4. Ponowne uruchomienie stacji gazowej redukcyjnej powinno być możliwe wówczas, gdy ciśnienie na wyjściu osiągnie dopuszczalne wartości.

§ 30. 1. W celu zabezpieczenia przed nadmiernym wzrostem ciśnienia wyjściowego każdy ciąg redukcyjny z automatyczną regulacją powinien być wyposażony w urządzenie regulujące ciśnienie i w szybko zamykający zawór bezpieczeństwa.

2. Jeżeli różnica maksymalnego ciśnienia roboczego na wejściu i maksymalnego ciśnienia roboczego na wyjściu stacji redukcyjnej przekracza 1,6 MPa, a jednocześnie maksymalne ciśnienie

robocze na wejściu jest większe od wartości ciśnienia próby wytrzymałości sieci i jej elementów po redukcji, powinien być zastosowany oprócz urządzenia, o którym mowa w ust. 1, drugi zawór szybko zamykający lub drugi reduktor monitorujący.

3. W przypadku zastosowania zaworu bezpieczeństwa, o którym mowa w § 33 ust. 3, nie jest wymagane stosowanie zaworów szybko zamykających lub reduktorów monitorujących.

§ 31. 1. W stacjach redukcyjnych z wielostopniową redukcją ciśnienia gazu każdy stopień redukcji powinien być, z zastrzeżeniem ust. 2, wyposażony w odrębny ciśnieniowy system bezpieczeństwa.

2. Dopuszcza się wyposażenie kilku szeregowo pracujących stopni redukcji ciśnienia gazu w jeden system bezpieczeństwa, pod warunkiem że maksymalne ciśnienie robocze urządzeń i rurociągów poszczególnych stopni redukcji nie będzie niższe od maksymalnego ciśnienia roboczego, jakie może wystąpić w przyjętym układzie.

§ 32. 1. System kontroli ciśnienia powinien uniemożliwiać przekroczenie maksymalnego ciśnienia przypadkowego, stanowiącego iloczyn maksymalnego ciśnienia roboczego i współczynnika:

- 1) 1,15 – gdy ciśnienie jest większe od 4 MPa,
- 2) 1,20 – gdy ciśnienie to jest równe lub mniejsze od 4 MPa i większe od 1,6 MPa,
- 3) 1,30 – gdy ciśnienie to jest równe lub mniejsze od 1,6 MPa i większe od 0,5 MPa,
- 4) 1,40 – gdy ciśnienie to jest równe lub mniejsze od 0,5 MPa i większe od 0,2 MPa,
- 5) 1,75 – gdy ciśnienie to jest równe lub mniejsze od 0,2 MPa i większe od 0,1 MPa,
- 6) 2,50 – gdy ciśnienie to jest równe lub mniejsze od 0,1 MPa.

2. Maksymalne ciśnienie przypadkowe, jakie może wystąpić na wyjściu stacji redukcyjnej, powinno być mniejsze od ciśnienia próby wytrzymałości, jakiemu jest poddana sieć gazowa zasilana z tej stacji.

3. Wartości ciśnień, przy których powinny działać urządzenia zabezpieczające, należy każdorazowo określić w dokumentacji eksploatacyjnej stacji gazowej.

§ 33. 1. W stacjach gazowych dopuszcza się stosowanie wydmuchowych zaworów upustowych, gdy na skutek wzrostu temperatury, przy braku przepływu gazu, będzie w niej następował wzrost ciśnienia mogący spowodować zadziałanie szybko zamykającego zaworu bezpieczeństwa. Przepustowość wydmuchowego zaworu nie powinna przekraczać 2% przepustowości ciągu redukcyjnego.

2. Dopuszcza się instalowanie armatury zaporowej przed wydmuchowym zaworem upustowym, pod warunkiem że armatura będzie zabezpieczona przed przypadkowym zamknięciem.

3. Dopuszcza się stosowanie wydmuchowych zaworów upustowych jako zaworów bezpieczeństwa o przepustowości równej przepustowości ciągu redukcyjnego, pod warunkiem że przepustowość ta nie będzie większa od 60 m³/h.

§ 34. Każdy ciąg redukcyjny, z wyjątkiem urządzeń zabezpieczających, powinien być wyposażony w armaturę zaporową służącą do jego wyłączenia z eksploatacji.

§ 35. Na wejściu do stacji gazowej po układzie zaporowo-upustowym lub w ciągach redukcyjnych powinien być instalowany filtr przeciwpylowy, wyposażony w urządzenie do pomiaru spadku ciśnienia. W punktach redukcyjnych nie jest wymagany pomiar spadku ciśnienia na filtrze.

§ 36. 1. Przewody wejściowe i wyjściowe stacji gazowych, z wyjątkiem stacji, o których mowa w § 24 ust. 2, powinny być wyposażone w armaturę zaporową i upustową. Armaturę tę należy umieścić w taki sposób, aby w wypadku awarii mogła być łatwo uruchomiona.

2. W stacjach gazowych powinny być stosowane złącza izolujące do elektrycznego oddzielenia stacji od gazociągów stałowych zasilających stację wychodzących ze stacji.

3. W stacji gazowej dopuszcza się instalowanie odwadniaczy do gromadzenia skroplin wytrącających się z paliwa gazowego; odwadniacze i filtry przeciwpylowe mogą stanowić konstrukcyjną całość.

§ 37. Metalowe elementy technologiczne stacji gazowych powinny być zabezpieczone przed korozją.

§ 38. 1. W stacjach gazowych, z wyjątkiem stacji, o których mowa w § 24 ust. 2, dopuszcza się instalowanie przewodu awaryjnego, pod warunkiem że będzie on co najmniej wyposażony w ręczny zawór regulacyjny i ciśnieniowy system bezpieczeństwa.

2. Urządzenia przewodu awaryjnego, do pierwszej armatury zaporowej włącznie, zainstalowanej po urządzeniach regulujących ciśnienie, powinny spełniać wymagania wytrzymałościowe odpowiadające maksymalnemu ciśnieniu roboczemu gazociągu zasilającego przewód awaryjny.

§ 39. Przed urządzeniami redukcyjnymi o maksymalnym ciśnieniu roboczym wejściowym powyżej 0,5 MPa dopuszcza się zastosowanie urządzenia do podgrzewania paliwa gazowego.

§ 40. 1. Każdy ciąg redukcyjny, oprócz urządzeń zabezpieczających i redukcyjnych, powinien być wyposażony w aparaturę kontrolno-pomiarową.

2. Manometry rejestrujące ciśnienie wyjściowe powinny być instalowane we wszystkich stacjach, z wyjątkiem stacji, o których mowa w § 24 ust. 3.

3. Stacje gazowe o maksymalnym ciśnieniu roboczym wejściowym równym lub większym od 1,6 MPa powinny być kontrolowane przez system kontroli ciśnienia.

4. Aparatura kontrolno-pomiarowa oraz urządzenia do telemetrii instalowane w stacjach gazowych powinny spełniać wymagania określone w odrębnych przepisach.

§ 41. 1. Urządzenia do nawaniania paliwa gazowego powinny zapewnić odpowiedni stopień jego nawonienia, gwarantujący wytrzymałość tego paliwa.

2. W stacjach redukcyjno-pomiarowych wprowadzenie środków nawaniających do paliwa gazowego powinno się odbywać za stacją pomiarową.

3. Urządzenia do nawaniania powinny być instalowane w wydzielonych pomieszczeniach.

4. Zbiorniki ze środkiem nawaniającym należy umieszczać na powierzchni ziemi.

§ 42. 1. Wentylacja naturalna lub mechaniczna pomieszczeń, w których znajdują się urządzenia techniczne stacji gazowych, powinna uniemożliwić przekroczenie stężenia paliwa gazowego powyżej 25% dolnej granicy wybuchowości.

2. Mechaniczna wentylacja awaryjna powinna być stosowana w stacjach gazowych lokalizowanych na terenach tłoczni gazu lub w pobliżu innych instalacji o zagrożeniu pożarem. Wentylacja mechaniczna powinna spełniać wymagania określone w odrębnych przepisach.

§ 43. 1. Wyloty rur odprowadzających paliwo gazowe do atmosfery, zwanych dalej „rurami wydmuchowymi”, powinny być tak

umieszczone, aby przepływające rurami paliwo gazowe nie stwarzało zagrożenia dla pracowników obsługujących i nie przedostawało się do palenisk kotłów gazowych lub pomieszczeń stacji.

2. Rury wydmuchowe powinny:

- 1) umożliwiać wypływ paliwa gazowego do góry,
- 2) posiadać zabezpieczenie przed opadami atmosferycznymi,
- 3) znajdować się na wysokości co najmniej 3 m nad poziomem, z którego są obsługiwane, i co najmniej 1 m ponad dachem obudowy urządzeń technicznych stacji gazowych.

§ 44. Dla każdego wydmuchowego zaworu upustowego należy stosować oddzielne rury wydmuchowe.

§ 45. Powierzchnia przekroju przewodu odpowietrzającego nie powinna przekraczać 5% powierzchni przewodu odpowietrzającego.

§ 46. Urządzenia i aparatura kontrolno-pomiarowa powinny być tak umieszczone, aby był zapewniony dostęp dla osób obsługujących stację gazową.

§ 47. Ściany oddzielające pomieszczenia zagrożone wybuchem od pomieszczeń niezagrażonych powinny być gazoszczelne, wykonane z materiałów niepalnych, bez otworów lub z otworami zabezpieczonymi przed możliwością przenikania paliwa gazowego. Wymagania dla pomieszczeń zagrożonych wybuchem określają odrębne przepisy.

§ 48. 1. Drzwi wejściowe i okna otwierane w pomieszczeniach urządzeń technicznych i do nawaniania paliwa gazowego nie powinny być umieszczone po tej samej stronie obudowy lub budynku stacji, co drzwi i okna innych pomieszczeń; drzwi wejściowe powinny otwierać się na zewnątrz i być wyposażone od wewnątrz w zamki antypaniczne oraz w blokadę zabezpieczającą przed ich zamknięciem, uniemożliwiającym wyjście z pomieszczenia.

2. Po tej samej stronie budynku stacji, gdzie znajdują się drzwi i okna pomieszczeń zagrożonych wybuchem, dopuszcza się umieszczanie w pomieszczeniach, zlokalizowanych poza strefą zagrożenia wybuchem, okien nieotwieranych i drzwi zaopatrzonych w urządzenia zapewniające ich samoczynne zamykanie.

§ 49. Naziemne stacje gazowe powinny być ogrodzone. Nie wymagają ogrodzenia stacje gazowe o maksymalnym ciśnieniu roboczym wejściowym nieprzekraczającym 1,6 MPa.

§ 50. 1. Rurociągi stacji gazowych oraz przewody wejściowe i wyjściowe stacji gazowej powinny być wykonane z rur stalowych, w sposób określony w § 11 ust. 1.

2. Wartość współczynnika projektowego dla rurociągów i elementów stacji nie powinna być wyższa niż 0,67.

3. Rurociągi i armatura stacji gazowych powinny być poddane próbie hydraulicznej wytrzymałości o ciśnieniu równym co najmniej 1,5 maksymalnego ciśnienia roboczego, a stacja gazowa – próbie pneumatycznej szczelności pod ciśnieniem równym maksymalnemu ciśnieniu robocznemu odpowiednio dla poszczególnych części stacji.

4. Gazociągi przyłączeniowe do stacji gazowych, o których mowa w § 24 ust. 2, mogą być wykonane z tworzyw sztucznych, jeżeli ich maksymalne ciśnienie robocze nie przekroczy 1 MPa.

5. W stacjach o maksymalnym ciśnieniu roboczym na wejściu nieprzekraczającym 1,6 MPa dopuszcza się stosowanie elastycznych przewodów impulsowych niepalnych.

6. Armatura zamontowana w stacjach gazowych powinna spełniać wymagania, o których mowa w § 12 ust. 2–4 oraz 6 i 8.

7. Dopuszcza się stosowanie armatury ze stopów miedzi lub

aluminium w punktach redukcyjnych i stacjach gazowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym wejściowym do 0,5 MPa.

§ 51. Złącza spawane rurociągów w stacjach powinny być wykonywane i poddane badaniom, o których mowa w § 14 ust. 5 i 6.

§ 52. Dopuszczalne natężenie hałasu w otoczeniu stacji wywołane redukcją ciśnienia gazu lub jego przepływem określają odrębne przepisy.

§ 53. 1. Stacja gazowa powinna być zabezpieczona przed wyladowaniami i przepięciami elektrycznymi.

2. Obudowa stacji gazowej powinna być wykonana z materiałów niepalnych.

§ 54. 1. Stacje pomiarowe mogą stanowić niezależny element sieci lub mogą stanowić jedną całość ze stacjami redukcyjnymi. Urządzenia redukcyjne powinny być instalowane za urządzeniami pomiarowymi, z wyjątkiem punktów redukcyjnych i stacji pomiarowych, dla których pomiar strumienia paliwa gazowego przed jego redukcją nie jest możliwy.

2. W przypadku gdy w sieci mogą wystąpić zmiany kierunku przepływu paliwa gazowego, stacja pomiarowa powinna być wyposażona w zawór zwrotny.

3. Pomieszczenie stacji pomiarowej, w którym przeprowadza się sprawdzenie czujników temperatury i ciśnienia, powinno być ogrzewane.

4. Wyposażenie stacji pomiarowej w urządzenia pomiarowe, w tym ilość ciągów pomiarowych połączonych równolegle lub szeregowo, jest uzależnione od wartości strumienia objętości paliwa gazowego, który przepływa przez sieć gazową.

5. Armatura odcinająca po stronie wejściowej stacji pomiarowej powinna być wyposażona w obejścia służące do wyrównania ciśnienia przed i za armaturą i niedopuszczające do powstania różnicy ciśnienia na gazomierzu, mogącej spowodować jego uszkodzenie.

§ 55. Gazomierze wraz z dodatkowym wyposażeniem stacji pomiarowej, jak elektroniczne przeliczniki, przetwornik ciśnienia i temperatury, stosowane w obrocie handlowym, powinny spełniać wymagania określone w odrębnych przepisach.

Rozdział 4 Tłocznie gazu

§ 56. Tłocznie gazu powinny spełniać wymagania określone w § 3 i w § 4 ust. 1.

§ 57. 1. Teren tłoczni gazu powinien być ogrodzony i zabezpieczony przed dostępem osób nieuprawnionych. Ogrodzenie tłoczni powinno być wykonane w taki sposób, aby znajdowały się w nim co najmniej dwa wyjścia ewakuacyjne.

2. Poszczególne instalacje na terenie tłoczni gazu powinny być tak rozmieszczone, aby w razie pożaru nie zagrażały innym instalacjom.

3. Na terenie tłoczni gazu drogi i place powinny być tak zaprojektowane i usytuowane, aby zapewnić dostęp do poszczególnych budynków i urządzeń technicznych na tym terenie.

4. W miejscach krzyżowania się rurociągów naziemnych z ciągami komunikacji pieszej powinny być wykonane przejścia bezkolizyjne.

5. Pomieszczenia dyspozytorskie, techniczne pomieszczenia tłoczni gazu i teren tłoczni powinny być wyposażone w oświetlenie awaryjne włączane automatycznie po zaniku oświetlenia podstawowego, wykonane zgodnie z wymaganiami określonymi w odrębnych przepisach.

§ 58. 1. Technologiczne instalacje gazowe tłoczni gazu i orurowanie sprężarek powinny być wykonane z rur przewodowych stalowych, o których mowa w § 11 ust. 1.

2. Rozmieszczenie rurociągów i ich średnice powinny zapewnić odpowiednio niskie spadki ciśnień oraz małe natężenie hałasu.

3. Układ rurociągów i wyposażenia w tłoczni gazu powinien być tak zaprojektowany, aby zapobiegał wystąpieniom nadmier-nych drgań.

4. Rurociągi wlotowe sprężarek instalowane w gazociągach powinny być dostosowane do maksymalnego ciśnienia roboczego po stronie tłocznej. Nie dotyczy to tłoczni gazu instalowanych dla magazynów gazu i w instalacjach uzdatniających paliwo gazowe.

5. Przy obliczaniach wytrzymałościowych gazociągów tłoczni powinien być zastosowany współczynnik projektowy nie większy niż 0,4.

§ 59. 1. Armatura zamontowana w tłoczniach gazu powinna spełniać wymagania, o których mowa w § 12 ust. 1–3 oraz 6 i 8.

2. Po stronie wejściowej i wyjściowej tłoczni gazu oraz poszczególnych sprężarek powinny być instalowane układy zaporowo-upustowe, składające się z dwóch kurków odcinających i upustu między nimi, wyposażone w system sterowania lub inne urządzenia spełniające te wymagania.

3. Armatura układów zaporowo-upustowych tłoczni gazu, o których mowa w ust. 2, powinna być wyposażona w napędy sterowane zdalnie, miejscowo i ręcznie.

4. System zdalnego sterowania armatury powinien być uruchamiany z dyspozytorni i z pomieszczenia sprężarek oraz powinien współpracować z układem sterowania agregatem sprężarkowym i układem sterowania tłoczną gazu.

5. Po stronie wyjściowej sprężarki należy zamontować zawór zwrotny, usytuowany za obiegiem umożliwiającym odciążenie sprężarki podczas rozruchu i zatrzymywania.

§ 60. Sprężarki gazu powinny być wyposażone w systemy automatycznej regulacji wydajności.

§ 61. 1. Sprężarki wirnikowe i ich orurowanie gazowe powinny być zabezpieczone przed skutkami pompowania.

2. Sprężarki tłokowe i ich orurowanie gazowe powinny być zabezpieczone przed skutkami pulsacji ciśnienia i drgań.

§ 62. Rurociągi, w których mogą gromadzić się kondensaty i olej, powinny być wyposażone w zbiorniki do ich zbierania. Ze zbiorników tych kondensaty i olej powinny być przelewane do zbiorników transportowych.

§ 63. Po stronie wejściowej tłoczni gazu powinny być zamontowane filtry o przepustowości co najmniej równej przepustowości tłoczni gazu z dodatkowym jednym filtrem rezerwowym.

§ 64. Dopuszcza się łączenie wydmuchów paliwa gazowego, o jednakowej funkcji technologicznej, do atmosfery przez wspólny kolektor. W tym przypadku należy stosować armaturę zwrotną na każdej rurze wydmuchowej, przed jej połączeniem z rurą zbiorczą.

§ 65. Gazociągi o różnicowanych maksymalnych ciśnieniach roboczych w miejscu ich połączenia powinny być wyposażone w armaturę zaporową i ciśnieniowy system bezpieczeństwa, uniemożliwiający przekroczenie maksymalnego ciśnienia roboczego w gazociągu o niższym ciśnieniu.

§ 66. Tłoczni gazu powinna być wyposażona w instalację gazu obojętnego do przepłukiwania gazociągów przed pierwszym napełnieniem i podczas remontów.

§ 67. Pomiary parametrów technologicznych tłoczni gazu po-

winny być dokonywane przyrządami z odczytem lokalnym lub zdalnym, w zależności od wymagań eksploatacyjnych.

§ 68. W tłoczni gazu powinny być wyznaczone wewnętrzne i zewnętrzne strefy zagrożenia wybuchem, a zainstalowane w nich urządzenia elektryczne powinny spełniać wymagania określone w odrębnych przepisach dotyczących pracy urządzeń w strefach zagrożonych wybuchem.

§ 69. 1. Pomieszczenia sprężarek gazu w tłoczni gazu powinny być wyposażone w systemy wentylacji naturalnej i mechanicznej awaryjnej, zapewniającej wymianę powietrza w ilości niepozwalającej na przekroczenie dolnej granicy wybuchowości, o której mowa w ust. 2 pkt 1. System mechanicznej wentylacji awaryjnej powinien być sprzężony z automatycznym wykrywaczem paliwa gazowego.

2. Automatyczny wykrywacz gazu powinien:

- 1) przy przekroczeniu o 20% dolnej granicy wybuchowości – włączyć alarm i wentylację awaryjną,
- 2) przy przekroczeniu o 40% dolnej granicy wybuchowości – wyłączyć napęd sprężarki, odciąć i odgazować układy technologiczne.

§ 70. Otwory wentylacyjne dla wlotów powietrza oraz czerpnie powietrza dla silników spalinowych turbin gazowych i silników elektrycznych o konstrukcji przewietrzanej powinny być usytuowane poza strefami zagrożenia wybuchem.

§ 71. 1. Pomieszczenia sprężarek powinny być wyposażone w stale urządzenia gaśnicze, których uruchomienie powinno być poprzedzone sygnałem akustycznym.

2. Pomieszczenia sprężarek powinny być wyposażone w urządzenia sygnalizujące pożar, których działanie jest sprzężone z:

- 1) automatycznym uruchamianiem stałych urządzeń gaśniczych,
- 2) automatycznym zatrzymaniem sprężarek, odcięciem dopływu gazu do tłoczni wraz z odgazowaniem układu technologicznego,
- 3) wyłączeniem mechanicznej wentylacji awaryjnej.

§ 72. 1. Pomieszczenia sprężarek powinny posiadać na każdej kondygnacji co najmniej dwa wyjścia awaryjne.

2. W pomieszczeniach sprężarek kondygnacje powinny być rozdzielone ażurowymi podestami.

3. Fundament i posadowienie sprężarki powinny przejmować obciążenia dynamiczne i statyczne pochodzące od sprężarki i napędu oraz obciążenia pochodzące z orurowania gazowego sprężarki.

§ 73. Przewody odprowadzające paliwo gazowe z uszczelnień ruchomych sprężarek, armatury upustowej i zaworów bezpieczeństwa zamontowanych wewnątrz pomieszczeń powinny być wypro-wadzone na zewnątrz.

§ 74. System uszczelniający sprężarki wirnikowej powinien być zaprojektowany na maksymalne ciśnienie tłoczenia i uniemożliwiać wypływ paliwa gazowego do otoczenia.

§ 75. Sprężarki gazu powinny być wyposażone w urządzenia i instalacje zabezpieczające co najmniej przed przekroczeniem:

- 1) nadmiernego spadku ciśnienia ssania,
- 2) nadmiernego wzrostu ciśnienia tłoczenia,
- 3) niebezpiecznego stanu pracy związanego z pompowaniem,
- 4) niebezpiecznych drgań wału,
- 5) niebezpiecznej temperatury paliwa gazowego i oleju smarow- niczego.

§ 76. 1. Każdy agregat sprężarkowy powinien posiadać układ sterowania.

2. Układ sterowania agregatem powinien zapewniać:

- 1) automatyczny przebieg sekwencji rozruchu, napełniania, pra- cy, odgazowania i zatrzymania agregatu,

- 2) automatyczne działanie układów zabezpieczeń,
- 3) sterowanie armaturą odcinającą i sygnalizację stanu jej położenia,
- 4) wyświetlanie na tablicy sterowniczej przebiegu poszczególnych sekwencji i stanu urządzeń,
- 5) wyłączenie agregatu sprężarkowego w sposób bezpieczny, w przypadku jego awarii,
- 6) zapobieganie przerwie w działaniu agregatu sprężarkowego, w przypadku braku jego zasilania.

3. Układ sterowania powinien być umiejscowiony poza strefami zagrożenia wybuchem.

§ 77. 1. Tłocznia powinna być wyposażona w układ sterowania tłocznia gazu umiejscowiony w dyspozytorni.

2. Układ sterowania tłocznia gazu powinien:

- 1) umożliwić ręczne lub automatyczne sterowanie tłocznia gazu,
- 2) zapewnić bezpieczne i niezawodne sterowanie oraz kontrolę całej tłoczni gazu,
- 3) zapewnić komunikację z właściwą dyspozytornią gazu.

§ 78. Obiekty tłoczni powinny być wyposażone w:

- 1) filtrseparator na wlocie gazu do tłoczni, połączone ze zbiornikiem do okresowego usuwania kondensatu,
- 2) chłodnice obniżające temperaturę gazu po sprężeniu,
- 3) urządzenia ograniczające emisję szkodliwych zanieczyszczeń, spalin oraz hałasu do wartości dopuszczalnych, określonych w odrębnych przepisach,
- 4) urządzenia pozwalające na prowadzenie gospodarki olejowej, wodnej i ściekowej oraz służące do ogrzewania i wentylacji,
- 5) instalację ochrony odgromowej i przeciwporażeniowej.

§ 79. Gazociągi wewnętrzne tłoczni gazu i orurowanie podziemne sprężarek powinny być:

- 1) oddzielone elektrycznie za pomocą zainstalowanych złączy izolujących od gazociągów przesyłowych wejściowych i wyjściowych tłoczni gazu,
- 2) zabezpieczone przed korozją zewnętrzną przez jednoczesne stosowanie powłok ochronnych i ochrony elektrochemicznej, zgodnie z Polskimi Normami,
- 3) zabezpieczone przed korozją naprężeniową.

§ 80. 1. Tłocznie gazu ze sprężarkami napędzanymi silnikami elektrycznymi powinny być zasilane w energię elektryczną z dwóch niezależnych linii energetycznych z automatycznym przełącznikiem zasilania.

2. W tłoczniach z turbinami gazowymi i sprężarkami napędzanymi silnikami spalinowymi dopuszcza się, aby drugie zasilanie w energię elektryczną było zastąpione przez agregat prądoworczy włączany automatycznie.

§ 81. Złącza spawane technologicznych instalacji gazowych i orurowania gazowego sprężarek powinny być wykonane i poddane badaniom zgodnie z § 14.

§ 82. Technologiczne instalacje gazowe i orurowanie gazowe sprężarek powinny być poddane próbie hydraulicznej wytrzymałości o ciśnieniu równym co najmniej iloczynowi współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego poszczególnych instalacji.

Rozdział 5 Magazyny gazu

§ 83. 1. Magazynowanie gazu może odbywać się w zbiorni-

kach ciśnieniowych i kriogenicznych oraz w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

2. Lokalizując podziemne magazyny gazu, należy uwzględnić:

- 1) warunki geologiczne,
- 2) obecne i planowane granice zabudowy,
- 3) bliskość sieci gazowej,
- 4) minimalizację emisji szkodliwych substancji stałych, ciekłych i gazowych,
- 5) usytuowanie linii kolejowych, dróg, budynków użyteczności publicznej w stosunku do urządzeń magazynu podziemnego gazu.

§ 84. 1. Przepisy § 18 stosuje się do naziemnych rurociągów związanych z instalacją podziemnego magazynu gazu.

2. Przy projektowaniu rurociągów związanych z instalacją podziemnego magazynu gazu powinny być uwzględnione, występujące podczas ich eksploatacji, temperatury poniżej 273,15 K (0°C).

3. Podziemne rurociągi i inne elementy technologiczne powinny być zabezpieczone przed korozją zewnętrznymi powłokami ochronnymi i ochroną elektrochemiczną, o których mowa w § 79 pkt 2 i 3.

§ 85. Stacje gazowe wchodzące w skład instalacji podziemnego magazynu gazu powinny być wykonane w sposób określony w rozdziale 3, a tłocznie gazu w sposób określony w rozdziale 4.

§ 86. 1. Podziemne magazyny gazu współpracujące z siecią gazową powinny być wyposażone w stacje pomiarowe, w których jest mierzony strumień objętości przepływającego gazu z sieci gazowej do podziemnego magazynu gazu i z podziemnego magazynu gazu do sieci gazowej.

2. Urządzenia do pomiaru strumienia objętości gazu lub energii powinny spełniać wymagania określone w odrębnych przepisach dotyczących pomiarów i rozliczeń przeprowadzonych w obrocie handlowym.

§ 87. 1. Projektowanie, dobór urządzeń i materiałów, budowa kriogenicznych zbiorników gazu powinny spełniać wymagania określone w § 3 i § 4 ust. 1.

2. Przed podjęciem prac nad projektem kriogenicznego zbiornika gazu należy przeprowadzić szczegółową analizę:

- 1) gruntów,
- 2) warunków klimatycznych,
- 3) warunków sejsmicznych,
- 4) wpływu emisji zbiornika gazu na środowisko,
- 5) gospodarki gazami zrzutowymi,
- 6) dostępności do tras komunikacyjnych,
- 7) wartości granicznych promieniowania cieplnego,
- 8) zewnętrznych źródeł zagrożenia.

3. Projekt i wykonanie kriogenicznego magazynu gazu powinno zapewnić wyeliminowanie niekontrolowanych wycieków skroplonego gazu ziemnego, mogących spowodować powstawanie palnych oparów.

4. Urządzenia i rurociągi przeznaczone do pracy w temperaturach skroplonego gazu ziemnego powinny być wykonane zgodnie z odrębnymi przepisami.

§ 88. W magazynach gazu powinny być instalowane urządzenia telemetryczne służące do przekazywania parametrów technicznych ruchu magazynu oraz stanu zagrożeń do operatora sieci gazowej.

Rozdział 6

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 89. Przepisów rozporządzenia nie stosuje się do gazociągów, stacji gazowych, punktów redukcyjnych, tłocznii i magazynów gazu wybudowanych przed dniem wejścia w życie rozporządzenia i dla których przed tym dniem wydano pozwolenie na budowę.

§ 90. Traci moc rozporządzenie Ministra Przemysłu i Handlu z dnia 14 listopada 1995 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. Nr 139, poz. 686).

§ 91. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie trzech miesięcy od dnia ogłoszenia.

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 16 sierpnia 2001 r.

w sprawie wymagań, jakim powinien odpowiadać plan operacyjno-ratowniczy sporządzony na wypadek wystąpienia nadzwyczajnego zagrożenia poza teren, do którego jednostka organizacyjna eksploatująca instalację mogącą spowodować nadzwyczajne zagrożenie środowiska posiada tytuł prawny.

(Dz. U. Nr 97, poz. 1056)

Na podstawie art. 105a ust. 5 ustawy z dnia 31 stycznia 1980 r. o ochronie i kształtowaniu środowiska (Dz. U. z 1994 r. Nr 49, poz. 196, z 1995 r. Nr 90, poz. 446, z 1996 r. Nr 106, poz. 496 i Nr 132, poz. 622, z 1997 r. Nr 46, poz. 296, Nr 96, poz. 592, Nr 121, poz. 770 i Nr 133, poz. 885, z 1998 r. Nr 106, poz. 668, z 1999 r. Nr 101, poz. 1178, z 2000 r. Nr 12, poz. 136, Nr 48, poz. 550, Nr 62, poz. 718 i Nr 109, poz. 1157 oraz z 2001 r. Nr 38, poz. 452, Nr 45, poz. 497, Nr 63, poz. 634, Nr 73, poz. 764, Nr 76, poz. 811 i Nr 84, poz. 907) zarządza się, co następuje:

§ 1. Określa się wymagania planu operacyjno-ratowniczego sporządzonego na wypadek wystąpienia nadzwyczajnego zagrożenia poza teren, do którego jednostka organizacyjna eksploatująca instalację mogącą spowodować nadzwyczajne zagrożenie środowiska posiada tytuł prawny, stanowiące załącznik do rozporządzenia.

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

Minister Gospodarki: *w z. H. Ogryczak*

Załącznik do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 sierpnia 2001 r. (poz. 1056)

WYMAGANIA PLANU OPERACYJNO-RATOWNICZEGO SPORZĄDZONEGO NA WYPADEK WYSTĄPIENIA NADZWYCZAJNEGO ZAGROŻENIA POZA TEREN, DO KTÓREGO JEDNOSTKA ORGANIZACYJNA EKSPLOATUJĄCA INSTALACJĘ MOGĄCĄ SPOWODOWAĆ NADZWYCZAJNE ZAGROŻENIE ŚRODOWISKA POSIADA TYTUŁ PRAWNY

1. Informacje dotyczące lokalizacji i działalności jednostki organizacyjnej.

1.1. Nazwa jednostki organizacyjnej.

1.2. Adres, numer telefonu.

1.3. Charakter działalności (produkcja, magazynowanie, laboratorium itp.).

1.4. Właściwa miejscowo komenda powiatowa Państwowej Straży Pożarnej (adres, numer telefonu, numer faksu).

1.5. Wykaz osób funkcyjnych kierownictwa zakładu, w tym osób odpowiedzialnych za bezpieczeństwo zakładu, oraz procedury ich powiadamiania o nadzwyczajnym zagrożeniu.

1.6. Wewnętrzne systemy monitoringu, alarmowania, sprzęt przeciwpożarowy i ratowniczy.

1.7. Maksymalne zapasy magazynowe niebezpiecznych substancji chemicznych z podziałem na klasy ADR.

2. Elementy oceny ryzyka wystąpienia nadzwyczajnego zagrożenia środowiska.

2.1. Informacje dotyczące niebezpiecznych urządzeń i procesów.

2.2. Informacje dotyczące bezpieczeństwa przyległych terenów.

2.2.1. Ocena występujących zagrożeń, prognozy ich rozwoju oraz potencjalnych skutków.

2.2.2. Scenariusze awaryjne oraz prawdopodobieństwo ich wystąpienia.

2.2.3. Opis technicznych i organizacyjnych środków zapobiegania i minimalizacji skutków nadzwyczajnych zagrożeń środowiska wraz z oceną ich skuteczności.

2.3. Wybrane elementy kart charakterystyki niebezpiecznych substancji chemicznych określające:

- rodzaje występujących na terenie jednostki organizacyjnej materiałów niebezpiecznych i wywoływanych przez nie zagrożeń,
- rodzaje środków gaśniczych możliwych do wykorzystania,
- rodzaje środków ochrony indywidualnej niezbędnych dla prowadzenia działań ratowniczych,
- rodzaje sprzętu ratowniczego, niezbędnego dla uzyskania pełnej skuteczności prowadzonych działań.

3. Procedury uruchamiania planu operacyjno-ratowniczego.

3.1. Tabela – wykaz osób upoważnionych do uruchamiania planu operacyjno-ratowniczego.

3.2. Procedury uruchamiania planu operacyjno-ratowniczego w zależności od rodzaju i skali występującego zagrożenia.

4. Planowanie i organizacja działań ratowniczych.

4.1. Zbiorczy wykaz sił ratowniczych i wspomagających zaplanowanych do prowadzenia działań ratowniczych i usuwania skutków zagrożenia dla wybranych scenariuszy zdarzeń wraz z określeniem ich roli i podstawowych zadań.

- 1) siły i środki własne użytkownika instalacji, uwzględnione w planie operacyjno-ratowniczym podejmowanych na własnym terenie działań na wypadek nadzwyczajnych zagrożeń,
- 2) zewnętrzne służby ratownicze:
 - jednostki krajowego systemu ratowniczo-gaśniczego,
 - jednostki Policji,
 - służby medyczne,
 - służby transportowe i socjalne,
 - inne podmioty ratownicze i służby wspomagające (w tym organizacje pozarządowe).
- 4.2. Wykaz osób wyznaczonych do kierowania i koordynacji działań ratowniczych poza terenem jednostki organizacyjnej.
- 4.3. Procedury alarmowania i dysponowania sił oraz osób, o których mowa w pkt 4.1 i 4.2.
 - 4.3.1. Tabela alarmowania.
 - 4.3.2. Środki łączności.
 - 4.4. Dokumentacja graficzna:
 - mapa otoczenia jednostki organizacyjnej w skali 1:25 000 lub 1:50 000 (skala musi dać możliwość umieszczenia na jednym arkuszu maksymalnych granic – stref skutków potencjalnych zagrożeń),
 - plan sytuacyjny najbliższej okolicy jednostki organizacyjnej w skali 1:3 000, z zaznaczeniem terenów zamieszkałych, obiektów szczególnie zagrożonych (szpitale, żłobki, domy opieki, przedszkola, szkoły, stadiony itp.), sieci dróg oraz cieków i zbiorników wodnych, kierunków przewidywanej ewakuacji oraz miejsc przyjęcia ewakuowanej ludności,
 - plan sieci wodno-kanalizacyjnej na terenie przyległym,
 - plan systemu elektroenergetycznego na terenie przyległym,
 - plan zakładowego systemu transportu rurociągowego (jeżeli przebiega poza terenem jednostki organizacyjnej).
 - 4.5. Wykaz osób funkcyjnych organów administracji rządowej i samorządowej oraz procedury powiadamiania ich o nadzwyczajnym zagrożeniu.
 - 4.5.1. Szczebel lokalny (miasto, gmina).
 - 4.5.2. Szczebel powiatowy.
 - 4.5.3. Szczebel wojewódzki.
 - 4.6. System ostrzegania i powiadamiania społeczeństwa o rodzaju i skali nadzwyczajnego zagrożenia.
 - 4.6.1. Procedury ostrzegania i powiadamiania ludności za pośrednictwem syren alarmowych, gońców oraz lokalnych stacji radiowych i telewizyjnych.
 - 4.6.2. Elementy edukacji społeczeństwa – informacje doty-

czące sposobów postępowania i środków bezpieczeństwa, jakie należy zastosować w przypadku nadzwyczajnego zagrożenia z udziałem substancji niebezpiecznych.

4.7. Zasady powiadamiania służb awaryjnych innych krajów o zagrożeniu i skutkach transgranicznych (jeżeli nadzwyczajne zagrożenie środowiska swoim zasięgiem przekracza granice kraju).

4.7.1. Punkty kontaktowe krajów sąsiadujących (numery telefonów, faksów).

4.7.2. Ankieta alarmowa (wykaz organów, które należy zawiadomić w sytuacji wystąpienia i rozprzestrzeniania się nadzwyczajnego zagrożenia poza granice kraju).

4.7.3. Dokumentacja wynikająca z zapisów konwencji „O transgranicznych skutkach awarii przemysłowych”.

4.8. Ewakuacja.

4.8.1. Zasady prowadzenia ewakuacji i zabezpieczenia potrzeb socjalnych ewakuowanej ludności.

4.8.2. Tabela – wykaz instytucji i służb odpowiedzialnych za przeprowadzenie ewakuacji.

4.8.3. Procedury alarmowania i powiadamiania podmiotów odpowiedzialnych za przyjęcie oraz ochronę ewakuowanej ludności.

4.8.4. Sposoby zabezpieczenia mienia ewakuowanej ludności.

4.8.5. Zasady i częstotliwość organizacji ćwiczeń z zakresu alarmowania i ewakuacji w obiektach użyteczności publicznej.

4.9. Zasady pomocy medycznej.

4.9.1. Wykaz specjalistycznych placówek służby zdrowia (powiatu i województwa).

4.9.2. Procedury alarmowania i powiadamiania podmiotów odpowiedzialnych za transport poszkodowanych.

4.9.3. Procedury alarmowania i powiadamiania podmiotów odpowiedzialnych za przyjęcie poszkodowanych z uwzględnieniem ich możliwości techniczno-logistycznych.

4.10. Organizacja łączności i współdziałania na miejscu prowadzenia działań ratowniczych.

4.11. Zabezpieczenie logistyczne działań ratowniczych, w tym procedury uruchamiania środków finansowych do wspomagania działań ratowniczych oraz usuwania skutków nadzwyczajnego zagrożenia.

4.12. Odwoływanie alarmu.

4.12.1. Osoby upoważnione do odwoływania alarmu.

4.12.2. Procedury odwoływania alarmu.

4.13. Pozostałe informacje wynikające ze specyfiki zagrożenia oraz potrzeb lokalnych.

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 16 sierpnia 2001 r.

w sprawie wymagań, jakim powinien odpowiadać plan operacyjno-ratowniczy podejmowanych na własnym terenie działań na wypadek nadzwyczajnych zagrożeń, oraz szczegółowych zasad jego weryfikacji.

(Dz. U. Nr 97, poz. 1057)

Na podstawie art. 105b ust. 3 ustawy z dnia 31 stycznia 1980 r. o ochronie i kształtowaniu środowiska (Dz. U. z 1994 r. Nr 49, poz. 196, z 1995 r. Nr 90, poz. 446, z 1996 r. Nr 106, poz. 496 i Nr 132, poz. 622, z 1997 r. Nr 46, poz. 296, Nr 96, poz. 592, Nr 121, poz. 770 i Nr 133, poz. 885, z 1998 r. Nr 106, poz. 668, z 1999 r. Nr 101, poz. 1178, z 2000 r. Nr 12, poz. 136, Nr 48, poz. 550,

Nr 62, poz. 718 i Nr 109, poz. 1157 oraz z 2001 r. Nr 38, poz. 452, Nr 45, poz. 497, Nr 63, poz. 634, Nr 73, poz. 764, Nr 76, poz. 811 i Nr 84, poz. 907) zarządza się, co następuje:

§ 1. Określa się wymagania planu operacyjno-ratowniczego podejmowanych na własnym terenie działań na wypadek nadzwyczajnych zagrożeń, stanowiące załącznik do rozporządzenia.

§ 2. 1. Weryfikacja planu operacyjno-ratowniczego, polegająca na porównaniu zgodności jego wymagań ze stanem faktycznym oraz niniejszym rozporządzeniem powinna być przeprowadzana co najmniej raz w roku, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Plan operacyjno-ratowniczy powinien być poddawany szczególowej weryfikacji drogą ćwiczeń praktycznych wszystkich potencjalnych uczestników działań ratowniczych przewidzianych planem w celu uwzględnienia:

- 1) zmian wprowadzonych przez użytkownika instalacji mogącej spowodować nadzwyczajne zagrożenie środowiska,
- 2) nowej wiedzy o zagadnieniach bezpieczeństwa,
- 3) doświadczenia wynikającego z przeprowadzonych ćwiczeń – nie rzadziej niż co trzy lata.

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

Minister Gospodarki: w z. H. Ogryczak

Załącznik do rozporządzenia Ministra Gospodarki
z dnia 16 sierpnia 2001 r. (poz. 1057)

WYMAGANIA PLANU OPERACYJNO-RATOWNICZEGO PODEJMOWANYCH NA WŁASNYM TERENIE DZIAŁAŃ NA WYPADEK NADZWYCAJNYCH ZAGROZEŃ

1. Informacje dotyczące lokalizacji i działalności użytkownika instalacji.

1.1. Ogólne informacje o działalności i strukturze organizacyjnej użytkownika instalacji mogącej spowodować nadzwyczajne zagrożenie środowiska (surowce, produkty, zatrudnienie).

1.2. Informacje dotyczące lokalizacji użytkownika instalacji:

- położenie geograficzne oraz informacje o dominujących warunkach atmosferycznych,
- źródła zwiększenia niebezpieczeństwa wynikające z położenia,
- odległości od tras komunikacyjnych (transport samochodowy, kolejowy, wodny),
- odległości od terenów zamieszkałych, z uwzględnieniem obiektów użyteczności publicznej (hotele, szkoły, szpitale) oraz gęstości zaludnienia,
- strefy bezpieczeństwa wewnątrz i na zewnątrz użytkownika instalacji.

1.3. Syntetyczny opis stosowanych procesów technologicznych.

1.4. Wykaz substancji niebezpiecznych z odnośnikami do kart charakterystyki niebezpiecznych substancji chemicznych.

1.5. Plan sytuacyjny użytkownika instalacji w skali nie większej niż 1:1 000, w uzasadnionych przypadkach z terenem przyległym, obejmującym zasięg przewidywanych zagrożeń, z uwzględnieniem:

- obiektów, urządzeń technicznych, składowisk,
- lokalizacji substancji niebezpiecznych z uwzględnieniem ilości i warunków przechowywania (temperatura, ciśnienie) oraz dróg transportu wewnętrznego tych substancji,
- przeznaczenia terenów przyległych, z podaniem liczby ludzi przebywających w strefach zagrożonych,
- instalacji:
 - technologicznych,
 - podziemnych – wodnych, sanitarnych, gazowych, kanalizacji przemysłowej i burzowej, ze wskazaniem miejsca zrzutu ścieków i kierunku ruchu mediów,
 - naziemnych – napowietrznych linii elektroenergetycznych z zaznaczeniem rozdzielni i transformatorów,
 - zbiorników i cieków wód powierzchniowych z zaznaczeniem kierunku ich splywu,
 - dróg pożarowych i innych dojazdowych, z zaznaczeniem wjazdów na teren użytkownika instalacji, dostępu do budynków (wejścia, wjazdy) oraz utrudnień w ruchu pojazdów, a także dojazdów do źródeł przeciwpożarowego zaopatrzenia wodnego.

2. Określenie potencjalnych awarii i ich skutków.

2.1. Opis warunków i zdarzeń, mogących spowodować zaist-

nienie nadzwyczajnych zagrożeń środowiska (scenariusze awaryjne), związanych z:

- zagrożeniami wewnętrznymi (ekstremalne parametry procesowe, palność, toksyczność, wybuchowość stosowanych niebezpiecznych substancji chemicznych),
- zagrożeniami zewnętrznymi (sąsiednie instalacje, szlaki transportowe, przyczyny naturalne – powódzie, zjawiska sejsmiczne, obsunięcia gruntu, ekstremalne zjawiska pogodowe, silny wiatr, bardzo niskie lub wysokie temperatury).

2.2. Określenie zasięgów prognozowanych stref zagrożeń (wybuchów, pożarów, skażeń) z zaznaczeniem, jaki element środowiska będzie skażony: atmosfera, wody powierzchniowe, gleba, wody gruntowe (również poza terenem użytkownika instalacji) dla każdego scenariusza awaryjnego o względnie wysokim prawdopodobieństwie.

3. Opis środków zapewniających gotowość na wypadek wystąpienia awarii i ograniczanie jej skutków.

3.1. Plan użytkownika instalacji uwzględniający:

- rzuty (w skali 1:100 lub zbliżonej) kondygnacji przyziemnych i innych, jeżeli występuje na nich odmienny układ komunikacyjny i jeżeli jest to konieczne do przekazania niezbędnych informacji dotyczących zagrożenia pożarowego, wybuchowego i skażenia środowiska, z naniesieniem i zaznaczeniem charakterystyki pożarowej obiektów,
 - istniejące systemy ograniczające skutki awarii (kurtyny wodne i układy zraszające),
 - miejsce usytuowania głównych wyłączników zasilania gazem i elektrycznością,
 - miejsce usytuowania zaworów odcinających i zbiorników awaryjnych,
 - miejsce usytuowania sprzętu i urządzeń pomiarowo-sygnalizacyjnych do wykrywania stężeń wybuchowych oraz skażeń chemicznych,
 - lokalizację sprzętu ratowniczego:
 - dźwigów pożarowych, drabin i zewnętrznych schodów ewakuacyjnych,
 - rękawów ratowniczych, skokochronów oraz innego sprzętu ratownictwa wysokościowego,
 - stałych i półstałych urządzeń gaśniczych,
 - agregatów awaryjnych (wentylacyjnych, prądotwórczych, oddymiających itp.)
- 3.2. Opis systemu zapobiegania skażeniom atmosfery, wody i gleby.

3.3. Opis systemu ostrzegania.

3.4. Schemat struktury organizacyjnej i stanu osobowego za-

kladowej służby ratowniczej i zakładowej straży pożarnej z określeniem specjalności, z podziałem na zmiany.

3.5. Stan osobowy kierownictwa użytkownika instalacji oraz sposób powiadamiania osób przewidzianych do uczestnictwa w akcji ratowniczej.

3.6. Sposób alarmowania o awarii oraz zasady i warunki ewakuacji wraz z planem sytuacyjnym miejsc ewakuacji.

4. Zasady postępowania na wypadek awarii.

4.1. Zasady postępowania załogi, zakładowej służby ratowniczej i zakładowej straży pożarnej na wypadek awarii.

4.2. Zasady prowadzenia i koordynacji działań ratowniczych zakładowej służby ratowniczej i zakładowej straży pożarnej z udziałem Państwowej Straży Pożarnej, jednostek krajowego sys-

temu ratowniczo-gaśniczego i innych zewnętrznych służb ratowniczych oraz służb porządkowo-ochronnych.

4.3. Zasady udzielania pomocy medycznej osobom poszkodowanym, w tym określenie sił i środków biorących udział w akcji ratowniczej (medycznej) oraz procedur postępowania.

4.4. Określenie koordynatora działań ratowniczych i porządkowych oraz jego kompetencji w odniesieniu do innych uczestników biorących udział w działaniach ratowniczych i spełniających funkcje porządkowe.

5. Zasady postępowania poawaryjnego.

5.1. Określenie miejsc i sposobu neutralizacji i odkażania.

5.2. Zasady zabezpieczania miejsca awarii.

6. Mapy i schematy planu operacyjno-ratowniczego.

ODMOWA ZATWIERDZENIA TARYFY

Donata Nowak

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy oddalił odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy (wyrok z dnia 21 listopada 2001 r., sygn. akt XVII Ame 5/01). Powodem wydania decyzji było ustalenie przez przedsiębiorstwo stawek opłat z naruszeniem art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾, uwzględnienie w taryfie kosztów nieuzasadnionych oraz odmowa udostępnienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (zwanemu dalej „Prezesem URE”) wymaganych dokumentów.

Przedsiębiorstwo energetyczne wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy. W trakcie prowadzonego postępowania przedsiębiorstwo zostało wezwane do jej skalkulowania zgodnie z wymogami określonymi w art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten wymaga, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż 40% (w taryfach dla paliw gazowych i dla energii elektrycznej). W taryfie przedsiębiorstwa udział ten wynosił ponad 99% i został ustalony odpowiednio do ponoszonych kosztów stałych i zmiennych. Według wyjaśnień przedsiębiorstwa, takie ustalenie stawek opłat gwarantowało mu pełną i terminową spłatę zaciągniętych kredytów i pozwalało uniknąć ryzyka związanego z niewykonywaniem umów kredytowych. Przedsiębiorstwo argumentowało również, że jego kontrahenci nie są odbiorcami przesyłanych paliw, lecz tylko powierzają paliwo do transportu siecią przedsiębiorstwa.

W związku z tym, nie odpowiadają – jego zdaniem – definicji „odbiorcy” zamieszczonej w art. 3 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne (zgodnie z tym przepisem odbiorcą jest każdy kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym). Zdaniem przedsiębiorstwa, skoro art. 45 ust. 5 Prawa energetycznego określa dopuszczalny udział opłat stałych w odniesieniu do grup odbiorców, a ono nie ma zawartych z odbiorcami umów dostawy paliwa gazowego, to przepis ten nie ma zastosowania do ustalonej przez niego taryfy.

Przedsiębiorstwo argumentowało również, że art. 1 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne za cel tej ustawy uznaje m.in. uwzględnianie zobowiązań międzynarodowych. Stawki taryfowe ustalone zostały stosownie do postanowień umów łączących przedsiębiorstwo z jego partnerami, te zaś uwzględniają zawarte porozumienie rządowe. Powyższa okoliczność, zdaniem przedsiębiorstwa, dodatkowo uzasadnia pogląd, że art. 45 ust. 5 Prawa energetycznego nie ma zastosowania w jego przypadku.

Prezes URE nie podzielił poglądu przedsiębiorstwa w powyższej kwestii i odmówił zatwierdzenia taryfy. Od wydanej decyzji przedsiębiorstwo odwołało się do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego.

Odnosząc się do argumentacji przedsiębiorstwa, Sąd w uzasadnieniu wyroku oddalającego odwołanie wskazał, że „Zgodnie z treścią art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych kalkulują stawki opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż 40%. Przepis ten stanowi więc wyraźnie, że udział opłat stałych w stawce za usługi przesyłowe nie może przekraczać 40%, odnosząc go jednoznacznie do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem paliw gazowych.

1) Ustawa 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 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099).

Należy przy tym podkreślić, że na wykładnię tę nie wpływa użyte słowo „odbiorca”, ponieważ zgodnie z definicją ustawową zawartą w art. 3 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne odbiorcą jest każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Kryterium dla statusu odbiorcy jest więc faktyczne odbieranie (a nie bycie stroną umowy dostawy) paliwa na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Kontrahenci powoda, którzy odbierają od niego paliwa gazowe powierzone mu do przesyłu na podstawie umowy o usługi przesyłowe są zatem odbiorcami w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

Wbrew zarzutom powoda, również wykładnia celowościowa tego przepisu przemawia za jego wykładnią literalną. Zwiększanie udziału opłaty stałej powoduje przeniesienie na odbiorcę ryzyka gospodarczego ponoszonego przez przedsiębiorstwo energetyczne. Ustawowe ograniczenie przeciwdziała właśnie takim działaniom, jakich próbuje powożący, które polegają na przrzucaniu niemal całego ryzyka gospodarczego wynikającego z realizowanej inwestycji.

Nie znajduje żadnego racjonalnego uzasadnienia sytuacja, w której podmiot ponoszący jedynie w niewielkim stopniu ryzyko gospodarcze inwestycji zatrzymuje całość przypadających z tego tytułu zysków.

Co więcej, jest to gospodarczo szkodliwe, bowiem przedsiębiorstwo energetyczne nie ma motywacji do poszukiwania nowych kontrahentów dla swoich usług i zmniejszania swoich kosztów i ogranicza się do eksploatacji podmiotów, które nie mając wyboru, są zmuszone do korzystania z jego usług. Jest zatem sprzeczne z celem ustawy – Prawo energetyczne wyrażonym w art. 1 ust. 2.

Zauważyć należy również, że nawet umowa międzynarodowa nie może dawać podmiotowi uprzywilejowanej prawnie pozycji na rynku bowiem naruszałaby konstytucyjną zasadę równości wobec prawa. Powodowa spółka jest spółką prawa polskiego i musi być traktowana jak każdy inny podmiot.”.

Kolejną przyczyną wydania decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy, było uwzględnienie w niej kosztów budowy ośrodka szkoleniowo-konferencyjnego oraz wysokich, w porównaniu z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, kosztów reprezentacji, reklamy, usług doradczych i prawnych. Koszty te nie zostały uznane przez Prezesa URE za uzasadnione koszty prowadzenia działalności, w rozumieniu § 2 pkt 10 obowiązującego w dacie wydawania decyzji rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 grudnia 1999 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryfy oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 102, poz. 1188), przez które rozumieć należy koszty niezbędne do wykonania zobowiązań wynikających z umów o przyłączenie do sieci, umów sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Z kolei przedsiębiorstwo stało na stanowisku, że oceną ponoszonych kosztów zajmują się organy podatkowe, które szczegółowo kontrolują wydatki zaliczane do kosztów uzyskania przychodów, zgodnie z ustawą podatkową. Je-

dyne koszty będące kosztami uzyskania przychodów, uwzględnione zostały w taryfie, w związku z czym nie ma podstaw do ich kwestionowania.

Uznając zasadność argumentacji przedstawionej w decyzji Prezesa URE, Sąd w uzasadnieniu wyroku wskazał, że „wbrew zarzutom powoda, Prezes URE jest nie tylko uprawniony, ale zobowiązany do oceny kosztów przyjętych przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji taryfy. Wynika to z treści art. 45 ust. 1 i 2 i art. 46 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Podstawą dla kalkulacji taryfy za usługi przesyłowe są jedynie ściśle określone składniki, w tym koszty związane z prowadzoną formą koncesjonowanej działalności. Ocena organów skarbowych dokonywana jest więc w innym zakresie niż Prezesa URE [podkreślenie – DN].

Powód nawet w postępowaniu odwoławczym nie przedstawił dowodów, że wybudowany ośrodek szkoleniowo-konferencyjny jest potrzebny dla prowadzenia działalności w zakresie świadczonych usług przesyłowych, a jedynie taka sytuacja uzasadniałaby zaliczenie związanych z tym kosztów do kosztów uzasadnionych.

Powyższa zasada odnosi się również do kosztów związanych z reklamą, kupowanymi usługami doradczymi i prawnymi.”.

Trzecim powodem wydania decyzji negatywnej była odmowa udostępnienia przez przedsiębiorstwo dokumentów (chodziło o umowy zawarte z odbiorcami), o które Prezes URE zwrócił się na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Analiza tych dokumentów w postępowaniu taryfowym była niezbędna, gdyż przedsiębiorstwo powołując się na ustalenia wynikające z zawartych z odbiorcami umów, przyjmowało do kalkulacji taryfy różne dane. Dodatkowo, znajomość tych umów była konieczna dla ustalenia skutków finansowych wprowadzenia taryfy w życie. Przedsiębiorstwo, odmawiając udostępnienia dokumentów wskazywało, że art. 28 ust. 1 Prawa energetycznego dotyczy obowiązku udzielania informacji w postępowaniu koncesyjnym, a nie taryfowym.

Wypowiadając się w tej kwestii, Sąd wskazał, że „Przepis art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne daje Prezesowi URE w sprawach objętych koncesją, prawo żądania od przedsiębiorstw energetycznych informacji dotyczących ich działalności, z zachowaniem przepisów o ochronie tajemnicy państwowej i handlowej. Świadczenie usług przesyłowych jest zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne objęte koncesją, a zatem Prezes URE miał prawo żądać związanych z tym informacji – umów zawieranych z kontrahentami.”.

Niniejszy wyrok nie jest prawomocny.



Autorka jest głównym specjalistą w Biurze Prawnym URE

ZMIANA TARYFY WYMAGA ZACHOWANIA TRYBU OKREŚLONEGO PRZEPISAMI USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE

Renata Trypens

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy oddalił odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wymierzającej karę pieniężną za przewinienie polegające na stosowaniu wobec odbiorcy podwyższonych cen ciepła (wyrok z dnia 12 września 2001 r., sygn. akt XVII Ame 71/00). Tym samym Sąd podzielił stanowisko Prezesa URE, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne, będące koncesjonariuszem, nie może dokonać zmiany stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami cen i stawek opłat bez uprzedniego przedstawienia ich do zatwierdzenia, w trybie art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, niezależnie od okoliczności sprawy.

Działając na podstawie art. 56 ust. 2 w związku z art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾ Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję, mocą której wymierzył przedsiębiorstwu energetycznemu (zwanemu dalej „Powodem”) karę pieniężną w wysokości 1,9% osiągniętego przez nie przychodu z działalności koncesjonowanej w poprzednim roku podatkowym.

W niniejszej sprawie bezsporne było, iż Powód, posiadając koncesję na wytwarzanie ciepła, stosował wobec odbiorcy podwyższone ceny ciepła, nie przestrzegając obowiązku przedłożenia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia. Okoliczności te zostały przez Powoda potwierdzone w toku postępowania. Niewątpliwie więc, zachowaniem swym Powód wypełnił przesłanki zawarte w art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, stanowiące podstawę do wymierzenia kary. Stosownie bowiem do tego przepisu karze pieniężnej podlega ten, kto stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47.

Ustalając wysokość kary Prezes URE wziął przede wszystkim pod uwagę zawinione działanie Powoda, polegające na tym, że od dnia 1 lutego 1999 r. w sposób niezgodny z obowiązującymi przepisami ustalił ceny za ciepło, jak również fakt, że odbiorcą Powoda była Spółdzielnia Mieszkaniowa zaopatrująca w ciepło indywidualnych odbiorców. Należy bowiem podkreślić, iż od dnia 1 stycznia 1999 r. Powód mógł stosować albo ceny ustalone przed tym dniem na podstawie przepisów rozporządzenia

Ministra Finansów w sprawie ustalenia taryf dla ciepła²⁾ albo też ceny ustalone zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisami wydanego na jej podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczególnych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach³⁾ i zatwierdzone przez Prezesa URE.

W odwołaniu Powód, nie kwestionując co do zasady podjętego rozstrzygnięcia, wniósł o obniżenie wysokości wymierzonej kary pieniężnej, zarzucając Prezesowi URE nieuwzględnienie, przy jej ustalaniu niewielkiego stopnia szkodliwości czynu, a w szczególności okoliczności, że podwyżka cen ciepła nastąpiła w okresie wypowiedzenia umowy o dostawę ciepła jednemu odbiorcy Powoda, który ponadto wyraził zgodę na podwyższenie opłat z tego tytułu. Powód podnosił również, że podwyższona cena miała jedynie rekompensować wzrost kosztów wytwarzania energii cieplnej w źródle.

Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, oddalając odwołanie, wyraził m.in. następujący pogląd:

„Ustalenia zawarte w zaskarżonej decyzji, iż powód naruszył przepis art. 47 ust. 1 [ustawy – Prawo energetyczne – przypis R. T.] należało uznać za prawidłowe. Przepisy ustawy wyraźnie wskazują, że w przypadku zamiaru zmiany taryfy (...) przedsiębiorca ma obowiązek zwrócić się do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o zatwierdzenie nowej taryfy. Powód nie dokonał takiego zgłoszenia a mimo to zmienił (podniósł) cenę energii cieplnej sprzedawanej swojemu kontrahentowi. Powód tłumaczył to tym, że dokonał tego w okresie wypowiedzenia umowy o dostawę energii cieplnej, wobec czego odbiorca (...) mógł nie zaakceptować podwyższonej ceny. Ponadto, zdaniem powoda odbiorca wyraził zgodę na podwyższenie cen, która to zmiana miała rekompensować powodowi wzrost kosztów wytwarzania

1) Ustawa 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 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099).

2) Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 marca 1998 r. w sprawie ustalenia taryf dla ciepła (Dz. U. Nr 38, poz. 220).

3) Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 października 1998 r. w sprawie szczególnych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. Nr 132, poz. 867 ze zm.) uchylone z dniem 25 listopada 2000 r. przez rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczególnych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053).

energii w źródle. Taka argumentacja powoda nie może zasługiwać na uznanie, głównie z tego powodu, że ustawa Prawo energetyczne nie zawiera w swej treści jakiegokolwiek odrębnego trybu dla ustalania i zatwierdzania taryfy (...) w okresie wypowiedzenia umowy o dostarczanie energii cieplnej. Przepisy tej ustawy są sformułowane w sposób nie budzący wątpliwości w zakresie ich interpretacji, stąd należało uznać, że powód przepisy ustawy bezwzględnie naruszył.

Powód nie kwestionował faktu naruszenia art. 47 ust. 1 Prawa energetycznego i zasadności wymierzenia kary pieniężnej ale samą jej wysokość i przesłanki, na których pozwany oparł się określając jej wysokość.

Sąd nie podzielił stanowiska powoda w zakresie stopnia szkodliwości jego czynu. Powód podniósł, iż stopień szkodliwości jego czynu jest niewielki, z czym nie sposób się zgodzić głównie z uwagi na fakt, że odbiorcą finalnym energii cieplnej byli indywidualni odbiorcy, którymi byli członkowie spółdzielni zaś uzasadnieniem dla wprowadzenia wymogu uzyskiwania akceptacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla nowej taryfy (...) była przede wszystkim ochrona praw indywidualnych odbiorców przed nadmiernym wygórowaniem cen energii. Ponadto stopień szkodliwości jest tym bardziej duży, jeśli się weźmie pod uwagę, że powód stosował nową taryfę (...) przez okres przeszło roku narażając przez ten okres indywidualnych odbiorców do ponoszenia większych wydatków.

Również zarzut powoda natury ekonomicznej, iż podniesienie cen sprzedawanej energii miało kompensować mu wzrost kosztów jej wytwarzania nie może zasługiwać na uznanie. Ustawa Prawo energetyczne w żaden sposób nie nakazuje bowiem przedsiębiorcom stosowania przy sprzedaży energii cen poniżej kosztów jej wytworzenia, a jedynie nakazuje stosować określony tą ustawą tryb zmian tych cen. Zdaniem sądu nic nie stało na przeszkodzie aby powód, po tym jak wzrosły ceny wytwarzania energii cieplnej, zwrócił się do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o zatwierdzenie nowej (podwyższonej) taryfy (...). Ponieważ jednak powód trybu tego nie zachował, a mimo to

podniósł ceny sprzedawanej przez siebie energii cieplnej to jest oczywistym, że powinien był się liczyć z koniecznością poniesienia z tego tytułu odpowiedzialności finansowej.

Zdaniem sądu wymierzona przez pozwanego kara w pełni realizuje swoją funkcję prewencyjną a jej wysokość mieści się w granicach jakie wyznacza ustawa Prawo energetyczne. Wymierzenie kary w mniejszej wysokości nie spełniłoby jej funkcji zarówno w zakresie prewencji szczególnej jak i ogólnej. W szczególności nie zniechęcałaby do działania niezgodnego z przepisami prawa innych podmiotów prowadzących taką samą jak powód działalność. W tym zakresie funkcja kształtowania świadomości prawnej przedsiębiorców została w pełni spełniona nie narażając przy tym powoda na nadmierne z tego tytułu konsekwencje finansowe. Wysokość wymierzonej powodowi kary ma w istocie charakter symboliczny, gdyż stanowi niecałe 2% przychodów powoda z działalności koncesjonowanej i około 10% sumy uzyskanej z tytułu wprowadzenia nowej (wyższej) taryfy (...), podczas gdy górna granica w jakiej kara mogła być wymierzona sięga 15% przychodów z działalności koncesjonowanej."

W tym stanie sprawy, nie znajdując podstaw do uwzględnienia odwołania, Sąd Antymonopolowy odwołanie oddalił (art. 489³⁴ § 1 k.p.c.).



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

Zmiana adresu Oddziału Terenowego URE

Południowo-Zachodni Oddział Terenowy URE

ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49-57, 50-032 Wrocław

tel.: (071) 780 38 20, faks: (071) 780 38 05

e-mail: wroclaw@ure.gov.pl

WYBRANE ASPEKTY KONCESJONOWANIA SEKTORA PALIW CIEKŁYCH

Eligiusz Balcerzak

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne wytyczyła główne kierunki regulacji sektorów elektroenergetycznego, ciepłowniczego i gazowniczego, przy czym już w jej pierwotnej wersji, obok konieczności uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu, magazynowaniu, przesyłaniu i dystrybucji oraz obrocie energią elektryczną, ciepłem i paliwami gazowymi, zostało zapisane koncesjonowanie działalności gospodarczej prowadzonej w sektorze paliw ciekłych.

Podobnie jak w przypadku ww. mediów energetycznych, obowiązkiem uzyskania koncesji, obok wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, objęty został również obrót paliwami ciekłymi. Obowiązek ten dotyczył przedsiębiorców prowadzących obrót hurtowy, podczas gdy obrót detaliczny paliwami ciekłymi był z koncesjonowania wyłączony.

Ówczesny sposób ustawowego definiowania zakresu obowiązku koncesyjnego nastręczał jednak uczestnikom rynku trudności interpretacyjne. Istniały i w dalszym ciągu istnieją, oparte m.in. o zapisy ustawy z dnia 24 lutego 1990 r. o przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym i ochronie interesów konsumentów, definicje obrotu hurtowego i detalicznego, jednak wyjaśnianie potencjalnym koncesjonariuszom kryteriów podziału tego obrotu, utrudniało i przedłużało prowadzone postępowania administracyjne.

Ten niedogodny stan rzeczy zmienił się 14 czerwca 2000 r., po wejściu w życie ustawy z dnia 26 maja 2000 r. zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne, w której zmieniono definicję i zakres obowiązku koncesyjnego w obrocie paliwami ciekłymi. Ustanowione zostało nowe kryterium ustawowe – próg przychodu osiąganego przez przedsiębiorcę z tytułu obrotu paliwami ciekłymi stanowiący równowartość 500.000 EURO, którego przekroczenie powoduje powstanie obowiązku posiadania koncesji. Oznacza to jednocześnie konieczność odpowiednio wczesnego wystąpienia z wnioskiem, tak aby przekroczenie tej kwoty odbyło się po uzyskaniu koncesji. Do 14 czerwca 2000 r. udzielono 51 koncesji na wytwarzanie, 73 koncesje na magazynowanie, 1 koncesję na przesyłanie i dystrybucję i 1196 koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Licząc łącznie okres przed i po nowelizacji Prawa energetycznego liczba udzielonych koncesji wzrosła do 65 – na wytwarzanie, 115 – na magazynowanie, 1 – na przesyłanie i dystrybucję oraz 2108 – na obrót paliwami ciekłymi.

Liczba koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót paliwami ciekłymi udzielonych do 14 czerwca 2000 r. i do 3 grudnia 2001 r.

Rodzaj koncesji	Liczba koncesji udzielonych do 14 czerwca 2000 r.	Liczba koncesji udzielonych do 3 grudnia 2001 r.
Wytwarzanie paliw ciekłych	51	65
Magazynowanie paliw ciekłych	73	115
Przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych	1	1
Obrót paliwami ciekłymi	1196	2108

Zmiana zapisów ustawowych rozwiała co prawda wątpliwości interpretacyjne dotyczące zakresu obowiązku uzyskania koncesji, jednak jej konsekwencją stał się fakt objęcia koncesjonowaniem grupy przedsiębiorców, którzy poprzednio prowadzili wyłącznie obrót detaliczny, np. przy wykorzystaniu stacji paliw. Obecność Regulatora w tym sektorze, rządzącym się prawami wolnego rynku, spotkała się początkowo z wątpliwościami i kontrowersyjnymi opiniami środowiska. Otaczająca nas rzeczywistość gospodarcza miała je wkrótce zweryfikować.

Postrzeżenie działań Regulatora wyłącznie jako czynnika równoważącego interesy dostawców i producentów mediów energetycznych z jednej strony i ich odbiorców z drugiej strony, okazało się w odniesieniu do rynku paliw ciekłych niewystarczające, co powodowało powstanie wspomnianych kontrowersyjnych opinii. Liczne kontakty z uczestnikami rynku paliw ciekłych i przedstawicielami zrzeszających ich organizacji w krótkim czasie doprowadziły do konkluzji, iż funkcje Urzędu Regulacji Energetyki w tym sektorze zyskały nowy wymiar, niespotykany w sektorze gazownictwa, elektroenergetycznym i ciepłowniczym.

Uruchomienie mechanizmu koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi zwróciło uwagę wszystkich na patologie towarzyszące tej sferze działalności gospodarczej, co było szeroko komentowane przez media i skutkowało podjęciem odpowiednich działań przez organy odpowiedzialne za ich zwalczanie. Działalność Regulatora w tym sektorze rynku musi być zatem postrzegana szerzej, tak by koncesjonowanie traktowane było jako czynność mająca na celu ochronę dużej części uczestników rynku przed pozostawieniem ich w obszarze „szarej strefy”, niejednokrotnie przez nich nie dostrzeganej. Większość stwierdzonych naruszeń prawa koncentruje się wokół zagadnień jakości paliw, zarówno wytwarzanych w Polsce jak i paliw importowanych na polski obszar celny. Do Urzędu Regulacji Energetyki nadsyłane są liczne informacje o stwierdzanych faktach naruszeń prawa. W trakcie dotychczasowych spotkań m.in. z przedstawicielami organizacji zrzeszających uczestników szeroko rozumianego rynku paliw ciekłych,

określono formy współpracy i koordynacji działań w celu ograniczania patologii rynkowych.

Postępowaniom prowadzonym w sprawach o udzielenie koncesji towarzyszy udzielanie wszelkich informacji dotyczących procedury i ułatwiających wnioskodawcom skompletowanie dokumentów koniecznych do uzyskania wymaganej prawem koncesji. Przedsiębiorcy zarówno „koncesjonowani” jak i „niekoncesjonowani” pozostający w kontakcie z Urzędem Regulacji Energetyki, otrzymują na bieżąco informacje o obowiązującym ustawodawstwie, co w efekcie, w dłuższym horyzoncie czasowym ma szansę doprowadzić do uporządkowania działalności sektora. W świetle powyższego, koncesjonowanie obrotu paliwami ciekłymi nie jest zatem stwarzaniem 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 na obrocie paliwami ciekłymi ma szerszy wymiar i przeciwdziałania istniejącym i rodzącym się nieprawidłowościom.

W trakcie prowadzonych dotychczas w URE postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących udzielenia koncesji m.in. na wytwarzanie, magazynowanie i obrót paliwami ciekłymi niejednokrotnie powstawały możliwości poznania, czy to w formie pisanej czy też podczas bezpośrednich rozmów, opinii przedsiębiorców dotyczących zasadności koncesjonowania. Jak należy się spodziewać, opinie te, ze względu na fakt, iż przedstawiane są przez dużą ilość przedsiębiorców, podlegają prawom statystyki. Niektórzy przedsiębiorcy, w niewielkiej liczbie, wykazują reakcje często zbyt „emocjonalne”. Nie brak wśród nich zarówno takich, którzy bezkrytycznie aprobują koncesjonowanie jako metodę na bezproblemową regulację poszczególnych sektorów rynku energetycznego, jak również takich, którzy równie bezkrytycznie wyrażają dezaprobatę wobec procesu koncesjonowania, postrzeganego przez nich jako objaw wzrastającego fiskalizmu Państwa. Przeważająca liczba przedsiębiorców przedstawia opinie bardziej wyważone, dostrzegając w poprawnie prowadzonym procesie koncesjonowania jego istotną funkcję regulacyjną. W Urzędzie Regulacji Energetyki rejestruje się ciągle napływ informacji od przedsiębiorców koncesjonowanych o istnieniu pewnej grupy podmiotów działających bez wymaganej koncesji m.in. w zakresie obrotu paliwami ciekłymi. Zwrócić należy jednak w tym miejscu uwagę na fakt, iż obserwujemy postępującą eliminację tych podmiotów z rynku, poprzez przestrzeganie przez znakomitą większość koncesjonariuszy zapisów zawartych w koncesjach, zabraniających im zawierania umów kupna-sprzedaży paliw z podmiotami, które powinny posiadać stosowną koncesję, podczas gdy jej dotychczas nie uzyskali. Przeciwnicy koncesjonowania stwierdziliby w tym miejscu, iż jest to kolejny obowiązek nałożony przez Regulatora na koncesjonariusza, podczas gdy pozostali stwierdzają autorytatywnie, że koncesja daje im w tym miejscu uniwersalny

mechanizm eliminacji z rynku tych podmiotów, które prowadzą działalność bez wymaganej prawem koncesji, mają krótki horyzont działania i zorientowane są na szybki zysk i wyjście z rynku. Oznacza to konieczność podejmowania działań zarówno ze strony koncesjonariuszy jak i URE, polegających na informowaniu właściwych organów o podejrzeniu popełnienia wykroczenia określonego w art. 60¹ ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń (Dz. U. z dnia 31 maja 1971 r.), polegającego na prowadzeniu działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji. Obserwacje pokazują, iż coraz większy udział w eliminacji „szarej strefy” w tym obszarze mają sami koncesjonariusze, poprzez samodzielne podejmowanie właściwych czynności prawnych. Oni to właśnie kierują w stronę URE uwagi o konieczności silniejszej ingerencji w ten obszar rynku, co w ich opinii zadecydowałoby o skuteczności regulacji i ugruntowałoby jej dotychczasowe efekty.

Po ponad dwóch latach koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi, poprzez coraz częstsze kontakty robocze oraz w oparciu o informacje będące w posiadaniu Departamentu Koncesji, nawiązana została współpraca pomiędzy Urzędem Regulacji Energetyki a inspektoratami Inspekcji Handlowej, wydziałami ds. przestępczości gospodarczej komend Policji z obszaru całej Polski, urzędami celnymi, komendami straży pożarnej, wydziałami ochrony środowiska. Upoważnieni przedstawiciele tych organów bardzo często zasięgają informacji w Departamencie Koncesji URE, co w ich relacjach usprawnia prowadzone postępowania kontrolne, operacyjne, itp. Z drugiej strony, po otrzymaniu ze strony organów kontrolnych (urzędy Kontroli Skarbowej, inspektoraty Inspekcji Handlowej, Straż Pożarna) informacji o stwierdzonych nieprawidłowościach, zgodnie z ustawowymi dyspozycjami, Prezes URE wszczynają postępowania o wymierzenie kary pieniężnej, lub też cofnięcie koncesji.

Ponadto, wielu przedsiębiorców koncesjonowanych, prowadzących obrót paliwami ciekłymi, zwraca się do urzędu z prośbą o weryfikację autentyczności koncesji przedstawianych im przez potencjalnych partnerów handlowych, czy też o potwierdzenie czy dany przedsiębiorca, z którym zamierzają zawrzeć umowę, posiada koncesję na obrót paliwami ciekłymi udzieloną przez Prezesa URE. Pozwala to koncesjonariuszom na nawiązanie stosunków handlowych, zgodnie z warunkami określonymi w udzielonej im koncesji.

Nawiązanie opisanych powyżej różnorodnych form współpracy, oznacza początek nowej fazy procesu koncesjonowania, polegającej na podejmowaniu wspólnych, skoordynowanych z innymi organami działań, zmierzających do ograniczania nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku paliw ciekłych.

(Wykaz kolejnych koncesji opublikowano na stronie 6 wkładki)



Autor jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Koncesji URE

CIEPŁOWNICY BEZ TARYF

Jolanta Micel-Thor

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (art. 47 ust. 1) przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje – na koniec 2001 r. było ich 3101 – ustalają taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Do niedawna przedsiębiorstwa przedkładały taryfy wyłącznie z własnej inicjatywy. Nowela ustawy z 26 maja 2000 r. pozwala jednak obecnie Prezesowi URE na żądanie od przedsiębiorstwa przedstawienia taryfy do zatwierdzenia.

Jednocześnie, z obowiązku przedstawienia taryf do zatwierdzenia, Prezes URE zwolnił, jak dotąd, wytwórców i przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną, jako działające na rynku konkurencyjnym oraz transakcje zawierane na giełdzie energii. Należy w tym miejscu zaznaczyć, iż decyzja o zwolnieniu wytwórców i przedsiębiorstw obrotu z obowiązku zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej podjęta została po wszechstronnej analizie tworzącego się rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem zaawansowanego procesu wdrażania mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym. Jednakże, na podstawie art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE może cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku uznania, iż ustaly warunki uzasadniają takie zwolnienie. Dlatego też konieczne jest ciągle monitorowanie działań podejmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne pod względem wypełniania przez nie przyczyn uznania, że działają nadal na rynku konkurencyjnym.

Natomiast wobec przedsiębiorstw ciepłowniczych, posiadających koncesje (912 przedsiębiorstw)¹⁾, w ostatnim kwartale 2001 roku – wykorzystując możliwość, którą dała Prezesowi URE nowela ustawy – Prawo energetyczne – podjęte zostały postępowania wyjaśniające, które doprowadziły do identyfikacji zakładów ciepłowniczych nie posiadających do tej pory zatwierdzonych taryf dla ciepła (253 przedsiębiorstwa, co stanowi niecałe 30% posiadających koncesje)²⁾. Przypomnijmy, że pierwsze koncesje dla przedsiębiorstw na wytwarzanie, sprzedaż i obrót ciepłem zostały wydane w połowie 1998 roku (31 lipca 1988 r. dla Elektrociepłowni Lublin-Wrotków udzielona została pierwsza w kraju koncesja z urzędu).

W ramach przeprowadzanych badań przedsiębiorstw, które dotychczas nie wystąpiły z wnioskami do Prezesa URE o zatwierdzenie taryf dla ciepła, w poszczególnych oddziałach terenowych URE zwrócono się z wezwaniem o przedstawienie informacji dotyczących cen i stawek opłat stosowanych w rozliczaniu z odbiorcami za dostawy ciepła.

1) Dane na dzień 30.11.2001 r.

2) Dane na dzień 30.11.2001 r.

Zgodnie bowiem z przepisami przedsiębiorstwa posiadające koncesje, jeśli nie mają zatwierdzonej aktualnej taryfy, nie powinny stosować cen i stawek wyższych niż obowiązujące w dniu 31 grudnia 1998 r.³⁾ W nielicznych przypadkach, jak pokazała przeprowadzona analiza, zdarzało się, iż ceny i stawki przekraczały obowiązujące na koniec 1998 roku. W takich sytuacjach wszczęte zostały postępowania administracyjne z art. 56 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w sprawie wymierzenia kary finansowej lub już zastosowano wobec przedsiębiorstw kary finansowe.

Jednocześnie trzeba jednak podkreślić, że ceny i stawki stosowane przez większość koncesjonariuszy, nie posiadających zatwierdzonych taryf, nie odbiegały znacząco od przeciętnych cen w zatwierdzanych taryfach. Często nawet, były niższe niż wynikałoby to z kosztów uzasadnionych. Dlaczego w takim razie przedsiębiorstwa nie składały wniosków taryfowych, skoro, jak należy sądzić, mogły najczęściej uzyskać wyższe niż stosowane przez siebie stawki?

Dla zilustrowania tego problemu przedstawiamy poniżej szczegółowe zestawienie liczbowe, w podziale na oddziały terenowe, koncesjonariuszy nie posiadających do końca października 2001 r. zatwierdzonych taryf:

Oddział Centralny – Warszawa – na terenie działania Oddziału w październiku 2001 r. funkcjonowało 29⁴⁾ koncesjonariuszy, którzy nie posiadali zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf. 8 przedsiębiorstw już złożyło wnioski taryfowe, 10 – zostało wezwanych do złożenia wniosku,

3) Podwyżki cen ciepła mogą być dokonywane od dnia wejścia w życie ustawy z 4 czerwca 1997 r. – Prawo energetyczne, zgodnie z przepisami wydanymi przez Ministra Finansów. W okresie od dnia wejścia w życie Prawa energetycznego (5 grudnia 1997) do 31 marca 1998 r. obowiązywało rozporządzenie Ministra Finansów z 21 listopada 1997 r. w sprawie ustalenia taryf dla ciepła. W okresie od 1 kwietnia 1998 do dnia zaprzestania przez Ministra Finansów ustalania taryf dla ciepła obowiązywało rozporządzenie Ministra Finansów z 19 marca 1998 w sprawie ustalania taryf dla ciepła. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 18 listopada 1998 r. w sprawie daty zaprzestania przez Ministra Finansów ustalania taryf oraz opłat za nielegalny pobór ciepła z dniem 1 stycznia 1999 Minister Finansów zaprzestął ustalania taryf w odniesieniu do ciepła oraz ustalania zakresu i wysokości opłat za nielegalny pobór ciepła. Kompetencje do ustalania taryf dla ciepła zostały przekazane przedsiębiorstwom energetycznym, a kompetencje do zatwierdzania taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa posiadające koncesje zostały przekazane Prezesowi URE.

4) Liczba koncesjonariuszy działających bez zatwierdzonych taryf w poszczególnych oddziałach nie zawsze bilansuje się ze szczegółowym wyczeniem, gdyż często np. wśród tych przedsiębiorstw, które złożyły wnioski są zarówno te, którym zatwierdzono taryfy jak i te wobec których trwa postępowanie itp.

7 przedsiębiorstw zaprzestało działalności koncesjonowanej, 4 przedsiębiorstwa są w trakcie przekształceń własnościowych, w stosunku do 2 przedsiębiorstw nałożone zostały kary finansowe.

Środkowozachodni Oddział Terenowy – Łódź – 23 koncesjonariuszy: 6 przedsiębiorstw złożyło aktualnie wnioski i trwa w ich sprawie postępowanie, 3 przedsiębiorstwa wystąpiły o cofnięcie koncesji, 2 przedsiębiorstwa zaprzestały działalności koncesyjnej, 4 przedsiębiorstwom cofnięto koncesje, wobec 4 przedsiębiorstw jest prowadzone postępowanie wyjaśniające mające na celu ustalenie obowiązku przedstawienia taryfy do zatwierdzenia, w stosunku do 1 przedsiębiorstwa orzeczona została kara finansowa, wobec 5 trwa postępowanie o nałożenie kary, 4 przedsiębiorstwa zwróciły się z prośbą o odroczenie terminu złożenia wniosku.

Zachodni Oddział Terenowy – Poznań – 31 koncesjonariuszy: 5 przedsiębiorstw już złożyło wnioski taryfowe i trwa wobec nich postępowanie, 1 przedsiębiorstwo zwróciło się o przesunięcie terminu złożenia wniosku, 6 przedsiębiorstw nie prowadzi już lub zamierza w najbliższym czasie przestać prowadzić działalność objętą koncesjonowaniem, wobec 2 przedsiębiorstw trwa postępowanie koncesyjne, na 2 koncesjonariuszy nałożone zostały kary finansowe.

Południowo-Zachodni Oddział Terenowy – Wrocław – 22 koncesjonariuszy: 5 złożyło już wnioski i ich taryfy zostały zatwierdzone, 2 przedsiębiorstwom cofnięto koncesje, 2 przedsiębiorstwa nie prowadzą działalności w zakresie zaopatrywania w ciepło, 2 przedsiębiorstwa stosowały ceny takie jak w 1998 roku, 4 przedsiębiorstwa zastosowały nowe wyższe ceny, w związku z tym wezwane zostały do złożenia wniosku taryfowego.

Południowy Oddział Terenowy – Katowice – 44 koncesjonariuszy: 12 przedsiębiorstw złożyło wnioski taryfowe i otrzymało zatwierdzone taryfy, w stosunku do 13 przedsiębiorstw toczy się postępowanie taryfowe, 3 przedsiębiorstwa złożyły prośby o przesunięcie terminu złożenia wniosku, 4 przedsiębiorstwom cofnięto koncesje, 10 przedsiębiorstw zamierza zaprzestać działalności koncesjonowanej, 1 przedsiębiorstwu odmówiono zatwierdzenia taryfy, na 4 przedsiębiorstwa nałożono kary finansowe.

Południowo-Wschodni Oddział Terenowy – Kraków – 19 koncesjonariuszy: 3 złożyło już wnioski taryfowe, 1 przedsiębiorstwo jest w trakcie postępowania upadłościowego, 1 wystąpiło z wnioskiem o cofnięcie koncesji, na 1 przedsiębiorstwo nałożono karę finansową, 13 przedsiębiorstw nie stosowało stawek wyższych niż w 1998 roku.

Wschodni Oddział Terenowy – Lublin – 23 koncesjonariuszy: 2 koncesjonariuszy złożyło już wnioski taryfowe, 1 cofnięto koncesję, 1 przedsiębiorstwo złożyło wnioski o cofnięcie koncesji, 1 przedsiębiorstwo zgłosiło upadłość wobec 9 wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary finansowej za stosowanie wyższych cen i stawek niż obowiązujące bez zatwierdzonej taryfy, 5 postępowań jest w toku.

Północny Oddział Terenowy – Gdańsk – 40 koncesjonariuszy: 5 przedsiębiorstw wystąpiło z wnioskiem taryfowym, które zostały już zatwierdzone, wobec 11 przedsiębiorstw prowadzone jest postępowanie taryfowe, 12 przedsiębiorstw zapowiedziało złożenie wniosków, na 3 przedsiębiorstwa nałożono kary finansowe.

Północno-Zachodni Oddział Terenowy – Szczecin – 22 koncesjonariuszy: 3 przedsiębiorstwa złożyły wnioski i ich taryfy zostały zatwierdzone, 3 przedsiębiorstwa złożyły wnioski i postępowania są w toku, 4 przedsiębiorstwa zostały wezwane do złożenia wniosku, 1 przedsiębiorstwo poprosiło o przesunięcie terminu złożenia wniosku, 8 przedsiębiorstw nie prowadzi już działalności objętej koncesjonowaniem, 2 przedsiębiorstwa zamierzają wkrótce zakończyć działalność, na 2 przedsiębiorstwa nałożone zostały kary finansowe.

Do najczęściej wymienianych przez zainteresowanych przyczyn nie przedstawienia do tej pory przygotowanej przez siebie taryfy do zatwierdzenia jej przez Prezesa URE zaliczyć można m.in. znikomy udział przychodów z działalności koncesjonowanej w przychodach przedsiębiorstwa, trwające przekształcenia własnościowe oraz restrukturyzacja wewnętrzna przedsiębiorstw, trudności przy opracowywaniu wniosków – brak odpowiednio przygotowanych kadr, fakt, iż dotychczas stosowane stawki zapewniały w zasadzie pokrycie kosztów, ale również niezajomość przepisów a w niektórych przypadkach – zaprzestanie prowadzenia działalności koncesyjnej⁵⁾.

(Wykaz kolejnych zatwierdzonych taryf opublikowano na stronie 1 wkładki)

Autorka jest głównym specjalistą w Biurze Komunikacji Społecznej i Informacji URE

5) Materiał został przygotowany na podstawie informacji z Oddziałów Terenowych URE.

CIEPŁOWNICTWO W POLSCE – CHARAKTERYSTYKA PRZEDSIĘBIORSTW KONCESJONOWANYCH – CZĘŚĆ II

Beata Tusiewicz, Małgorzata Wesołowska, Barbara Witkowska

Charakterystyka ekonomiczna przedsiębiorstw ciepłowniczych

Przychody i koszty

Analizując udział poszczególnych województw w generowaniu przychodów i kosztów widać wyraźną dominację województw mazowieckiego i śląskiego, które w sumie stanowią blisko 40% przychodów ogółem. Wpływ na to zjawisko miała przede wszystkim sprzedaż na terenie Warszawy oraz aglomeracji katowickiej. Udziały pozostałych województw w przychodach ze sprzedaży ciepła kształtują się na zbliżonym poziomie i wahają się w przedziale od 1,3% do 6,9%. Nie widać też znaczących różnic pomiędzy przychodami ze sprzedaży bezpośrednio ze źródeł a przy-

chodami ze sprzedaży z sieci ciepłowniczych. Poza przypadkami województw łódzkiego i mazowieckiego rozbieżności nie przekraczają dwóch punktów procentowych. Nie można też zauważyć dysproporcji pomiędzy strukturą przychodów i kosztów.

W przychodach ze sprzedaży ciepła widać wyraźne zróżnicowanie na poszczególne grupy WZDE. Przedsiębiorstwa, dla których ciepłownictwo jest działalnością podstawową (WZDE 70-100%) generują 62,6% przychodów badanych przedsiębiorstw. Udział następnej grupy (WZDE 20-69%), to już 29,0%, a ostatniej (WZDE 0-19%) – 8,4%. Przy czym widoczne są silne dysproporcje w poszczególnych województwach. Udział grupy o wysokim WZDE waha się od 24,8% (woj. łódzkie) do 87,4% (woj. świętokrzyskie) i 87,3% (woj. lubelskie) wartości sprzeda-

Tab. 1. Struktura przychodów i kosztów w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY CIEPŁA			KOSZTY OGÓŁEM
		Ogółem	z tego:		
			bezpośrednio ze źródeł	z sieci ciepłowniczych	
%					
	OGÓŁEM kraj	100,0	100,0	100,0	100,0
1.	dolnośląskie	6,9	6,5	7,2	6,6
2.	kujawsko-pomorskie	6,2	6,7	6,0	8,1
3.	lubelskie	4,0	3,9	4,0	3,9
4.	lubuskie	2,3	1,6	2,6	2,3
5.	łódzkie	6,5	2,0	8,6	5,9
6.	małopolskie	5,5	5,1	5,6	5,2
7.	mazowieckie	20,3	26,4	17,6	19,7
8.	opolskie	1,3	0,2	1,8	1,9
9.	podkarpackie	3,0	2,7	3,2	4,1
10.	podlaskie	3,8	5,0	3,3	2,6
11.	pomorskie	6,5	7,0	6,2	7,3
12.	śląskie	18,0	18,7	17,6	17,3
13.	świętokrzyskie	2,2	2,1	2,2	2,1
14.	warmińsko-mazurskie	3,1	2,8	3,3	2,9
15.	wielkopolskie	6,0	5,3	6,4	5,3
16.	zachodniopomorskie	4,2	3,7	4,5	4,9

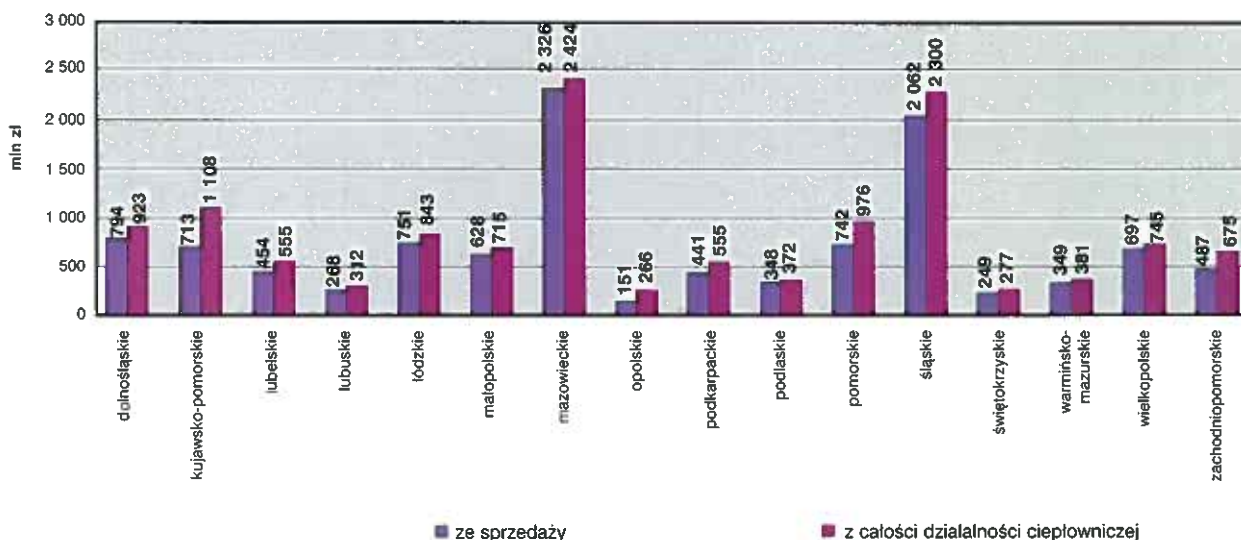
zy ciepła w poszczególnych województwach. W grupie o średnim WZDE wartość ta kształtuje się od 1% (zachodniopomorskie i świętokrzyskie) do blisko 70% (łódzkie), a w grupie o niskim WZDE od 1,4% (podlaskie) i 1,5% (pomorskie) do 26,2% (zachodniopomorskie). Tak duży rozrzut wartości w grupie o średnim WZDE wynika z ujęcia w niej jednostek wytwarzających ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną, np. w województwie łódzkim jest to Zespół Elektrociepłowni Łódź S.A. Inaczej wygląda struktura przychodów uwzględniających wartość ciepła zużyte-

go na potrzeby własne przedsiębiorstwa. Ponad dwukrotnie wzrasta udział przedsiębiorstw w grupie o niskim WZDE, w grupie o średnim WZDE niemalże nie zanotowano zmiany (spadek o 2 punkty proc.), a w grupie o wysokim WZDE spadek sięgnął 6,2 punktów proc. (56,4% udział). Przyczyną tego stanu rzeczy jest fakt, że w znacznej części przedsiębiorstw o niskim WZDE ciepło wykorzystywane jest przede wszystkim do procesów produkcyjnych, a sprzedaż odbiorcom zewnętrznym stanowi działalność uboczną.

Tab. 2. Struktura przychodów ze sprzedaży ciepła w układzie wojewódzkim i według WZDE

Lp.	Województwo	WZDE			
		OGÓLEM	70 – 100%	20 – 69%	0 – 19%
		%			
	OGÓLEM kraj	100,0	62,6	29,0	8,4
1.	dolnośląskie	100,0	65,3	29,4	5,3
2.	kujawsko-pomorskie	100,0	68,9	27,2	3,9
3.	lubelskie	100,0	87,3	4,0	8,7
4.	lubuskie	100,0	63,6	22,1	14,3
5.	łódzkie	100,0	24,8	69,4	5,8
6.	małopolskie	100,0	61,6	31,4	7,0
7.	mazowieckie	100,0	55,7	39,3	5,0
8.	opolskie	100,0	86,2	4,1	9,7
9.	podkarpackie	100,0	61,5	26,0	12,5
10.	podlaskie	100,0	67,7	30,9	1,4
11.	pomorskie	100,0	64,9	33,6	1,5
12.	śląskie	100,0	62,7	24,3	13,0
13.	świętokrzyskie	100,0	87,4	1,0	11,6
14.	warmińsko-mazurskie	100,0	81,8	7,3	10,9
15.	wielkopolskie	100,0	65,7	24,6	9,7
16.	zachodniopomorskie	100,0	72,8	1,0	26,2

Rys. 1. Przychody z działalności ciepłowniczej



W kosztach wytwarzania największy udział mają koszty paliwa, wynagrodzeń i amortyzacji. Najważniejszą pozycją w wytwarzaniu ciepła jest paliwo technologiczne, które średnio w kraju stanowi 37,8% kosztów wytwarzania i waha się od 32,5% (dolnośląskie) do 45,7% (kujawsko-pomorskie). Kolejną znaczącą pozycją są koszty wynagrodzeń – 16,1%. Najwyższy udział wynagrodzeń w kosztach wytwarzania odnotowuje się w województwach: lubelskim (21,7%), świętokrzyskim (21%), śląskim (20,1%) a najniższy w opolskim (8,7%). Kolejną, pod względem wielkości udziału w kosztach wytwarzania, pozycją kosztów jest amortyzacja. W skali kraju amortyzacja stanowi 8,4% kosztów wytwarzania ciepła ogółem. W województwach podlaskim i śląskim udział kosztów amortyzacji kształtuje się na wyższym poziomie niż średnia krajowa i wynosi odpowiednio: 12,8% i 10%. Łącznie koszty paliwa technologicznego, amortyzacji, wynagrodzeń, remontów i koszty finansowe stanowią 69,4% kosztów wytwarzania ciepła ogółem.

W działalności polegającej na przesyłaniu i dystrybucji ciepła dominują koszty amortyzacji (27,9%) i wynagrodzeń (22,7%). Przy czym udział amortyzacji waha się od 16,1% w świętokrzyskim do 31,9% w mazowieckim i pomorskim,

a wynagrodzeń od 10,2% w mazowieckim do 42,8% w podlaskim.

Następną pozycją w strukturze kosztów przesyłania i dystrybucji są koszty remontów. Redni udział dla kraju kosztów remontów wynosi 16,1%. Najwyższy udział kosztów remontów majątku przesyłowego wystąpił w województwie lubuskim i wynosił 34,9%. Kolejnym województwem, w którym odnotowano wysoki udział kosztów remontów majątku przesyłowego jest województwo łódzkie – 29,9%. Najniższy udział kosztów remontów zaobserwowano w województwie mazowieckim – 10,1%. Suma kosztów amortyzacji, wynagrodzeń remontów i kosztów finansowych stanowi 76,6% kosztów ogółem działalności związanej z przesyłaniem i dystrybucją ciepła.

Zależności pomiędzy kosztami amortyzacji i remontów oraz znaczące różnicowanie kosztów amortyzacji w poszczególnych województwach może świadczyć o dużej różnorodności zaawansowania nowych technologii w poszczególnych przedsiębiorstwach a także o stopniu ich rozwoju.

W działalności polegającej na obrocie ciepłem niemalże całość kosztów stanowią koszty zakupu ciepła (98,4%).

Tab. 3. Struktura wybranych pozycji kosztów w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	Koszty wytwarzania ciepła						Koszty przesyłania i dystrybucji ciepła					Koszty obrotu ciepłem	
		ogółem	amortyzacja	wynagrodzenia	paliwo technologiczne	remonty	koszty finansowe	ogółem	amortyzacja	wynagrodzenia	remonty	koszty finansowe	ogółem	koszty zakupu ciepła
%														
	OGÓŁEM kraj	100,0	8,4	16,1	37,8	4,4	2,7	100,0	27,9	22,7	16,1	9,9	100,0	98,4
1.	dolnośląskie	100,0	8,4	15,5	32,5	3,8	5,6	100,0	23,1	18,1	11,1	16,3	100,0	99,8
2.	kujawsko-pomorskie	100,0	6,0	12,1	45,7	3,6	1,7	100,0	28,4	26,4	22,7	10,8	100,0	86,9
3.	lubelskie	100,0	8,2	21,7	33,7	7,0	1,4	100,0	26,4	40,3	20,3	4,1	100,0	99,9
4.	lubuskie	100,0	5,2	19,8	38,6	5,4	5,7	100,0	25,2	29,2	34,9	37,1	100,0	100,0
5.	łódzkie	100,0	7,6	12,6	34,8	6,3	2,5	100,0	30,8	18,1	29,9	11,8	100,0	77,3
6.	małopolskie	100,0	8,6	16,2	38,4	5,1	1,7	100,0	30,6	10,9	11,9	4,0	100,0	100,0
7.	mazowieckie	100,0	9,3	16,5	34,3	3,2	1,7	100,0	31,9	10,2	10,1	5,5	100,0	100,0
8.	opolskie	100,0	8,3	8,7	43,9	4,6	4,1	100,0	21,2	16,6	22,4	19,8	100,0	100,0
9.	podkarpackie	100,0	8,5	16,8	38,2	5,7	1,5	100,0	19,3	33,1	27,5	7,2	100,0	99,4
10.	podlaskie	100,0	12,8	18,8	35,3	3,6	0,5	100,0	27,4	42,8	11,2	1,5	100,0	100,0
11.	pomorskie	100,0	8,4	14,6	45,0	4,3	1,8	100,0	31,9	17,9	15,1	6,3	100,0	100,0
12.	śląskie	100,0	10,0	20,1	36,8	4,3	3,5	100,0	26,2	35,2	14,1	11,9	100,0	99,8
13.	świętokrzyskie	100,0	7,1	21,0	35,5	3,9	1,4	100,0	16,1	24,4	17,0	6,2	100,0	100,0
14.	warmińsko-mazurskie	100,0	4,8	16,7	44,3	4,4	2,0	100,0	27,0	33,7	17,8	8,2	100,0	99,5
15.	wielkopolskie	100,0	8,8	14,5	36,5	3,9	4,4	100,0	29,3	15,7	13,1	14,6	100,0	96,1
16.	zachodniopomorskie	100,0	7,1	11,9	36,9	4,9	3,6	100,0	25,8	27,7	24,0	17,8	100,0	100,0

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 30.11.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Pionkowska Spółdzielnia Mieszkaniowa – Pionki	– 4,86 %
	Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno – Komunalnych Sp. z o.o. – Sokotów Podlaski	16,00 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Garwolin	9,65 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Ciechanowie Sp. z o.o. – Ciechanów	8,51 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Żyrardów Sp. z o.o. – Żyrardów	10,13 %
	PPH. LUXREMONT Sp. z o.o. – Mińsk Mazowiecki	3,11 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mińsk Mazowiecki	7,02 %
	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Maków Mazowiecki) – Maków Mazowiecki	21,20 %
	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Karczew	8,60 %
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (<i>Nowy Dwór Mazowiecki</i>) – Warszawa	1,43 %
	RELPOL CENTRUM Sp. z o.o. (<i>Poręba</i>) – Warszawa	7,08 %
	RELPOL CENTRUM Sp. z o.o. (<i>Sztum</i>) – Warszawa	3,07 %
	Polish Energy Partners S.A. (<i>Bolesławiec</i>) – Warszawa	13,61 %
	Polish Energy Partners S.A. (<i>Wrocław</i>) – Warszawa	21,72 %
	INTERCELL S.A. – Ostrołęka	3,68 %
	URSUS MEDIA Sp. z o.o. – Warszawa	9,10 %
	P.U.H.P. KALOR S.C. – Błonie	18,77 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Płońsku Sp. z o.o. – Płońsk	8,46 %
INFRASTRUKTURA Sp. z o.o. – Piastów	2,02 %	
Szczecin	Zakład Usług Komunalnych – Polanów	7,14 %
	Fabryka Papieru Szczecin – Skolwin S.A. – Szczecin	27,42 %
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych KOMUNALNI Sp. z o.o. – Dobięgniew	9,60 %
	Zakład Gospodarki Ciepłej Sp. z o.o. – Żagań	12,32 %
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (<i>Żagań</i>) – Warszawa	– 2,20 %
	Zakład Ciepłownictwa Sp. z o.o. – Złocieniec	9,65 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Goleniów	8,50 %
	Gmina Witnica zakład budżetowy pn.: Zakład Wodociągów i Kanalizacji w Witnicy – Witnica	7,73 %
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (<i>Gorzów</i>) – Warszawa	21,26 %
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (<i>Zielona Góra</i>) – Warszawa	8,22 %
Gdańsk	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lębork	12,96 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo – Komunalne KOKSIK Sp. z o.o. – Reda	5,16 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Malbork	5,18 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej, Wodociągów i Kanalizacji – Barczewo	19,93 %
	Przedsiębiorstwo Usługowe Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Nidzica	25,75 %
	Miejski Zakład Komunalny (<i>Miasto Nowe Miasto Lubawskie</i>) – Nowe Miasto Lubawskie	13,99 %
	Energetyka Ciepła HALEX Sp. z o.o. – Pieniężno	14,13 %
	ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o. EC we Fromborku – Frombork	7,86 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Olsztynek) – Olsztynek	10,26 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Braniewo	12,35 %
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tczew	14,64 %
	KOMFORT OFFICE Sp. z o.o. – Sopot	25,85 %
	Zakłady Płyt Pilśniowych – Czarna Woda	62,04 %
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdańsk	–	
Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A. – Gdynia	– 9,96 %	

Poznań	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Więcbork	5,20 %	
	Zakład Remontowo – Budowlany (Gmina i Miasto Lubraniec) – Lubraniec	19,46 %	
	Przedsiębiorstwo Budowlano – Instalacyjne JANEMMERT – Terespol Pomorski	1,99 %	
	Przedsiębiorstwo Usług Gminnych Sp. z o.o. – Pakość	29,29 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brodnica	9,58 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gniezno	8,44 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Oborniki Wlkp.	4,49 %	
	COGEN Sp. z o.o. – Poznań	19,09 %	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Buk) – Buk	5,44 %	
	Zakład Usług Komunalnych (Gmina i Miasto Łasin) – Łasin	3,59 %	
	PECTOR S.C. – Toruń	0,93 %	
	Zakłady Azotowe Anwil S.A. – Włocławek	0,33 %	
	Inowrocławskie Zakłady Chemiczne SODA MATWY S.A. – Inowrocław	16,51 %	
	STOMIL Sp. z o.o. – Środa Wlkp.	13,93 %	
	H. CEGIELSKI – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. – Poznań	8,08 %	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „MEC” Sp. z o.o. – Trzcianka	12,15 %	
	Cukrownia Kościan S.A. – Kościan	3,85 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Rawicz) – Rawicz	7,05 %	
	Lublin	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Włodawa	7,82 %
		MEGATEM EC – Lublin Sp. z o.o. – Lublin	8,57 %
Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A. – Puławy		1,17 %	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mońki		2,26 %	
PEPESS S.A. – Łomża		6,24 %	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Lubartów		9,76 %	
Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (<i>Dęblin</i>) – Warszawa		5,29 %	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej GIGA Sp. z o.o. – Augustów		3,01 %	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łomża	7,23 %		
Łódź	PZPB PAMOTEX S.A. – Pabianice	9,60 %	
	Zakłady Przemysłu Wełnianego ZELTOR S.A. – Zgierz	0,37 %	
	Zakład Komunalny KLESZCZÓW Sp. z o.o. (dawniej: Gmina Kleszczów) – Kleszczów	3,42 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sandomierz	9,67 %	
	Ozorkowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Ozorków	8,40 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łask	16,90 %	
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (<i>Łódź</i>) – Warszawa	30,44 %	
	Cukrownia Leśmierz S.A. – Leśmierz	5,04 %	
	PROSPAN S.A. – Wieruszów	8,77 %	
	Miejskie Sieci Ciepłe Sp. z o.o. – Zduńska Wola	19,48 %	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa PRZODOWNIK – Tomaszów Mazowiecki	9,16 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Starachowice	9,91 %	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Suchedniów) – Suchedniów	9,45 %	
Wrocław	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Jelenia Góra	7,02 %	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Miejskiej Sp. z o.o. – Polkowice	12,45 %	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kamienna Góra	15,89 %	
	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko Własnościowa ODRA – Olawa	8,98 %	
	Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zgorzelcu Sp. z o.o. – Zgorzelec	8,71 %	
	SKT Sp. z o.o. – Wrocław	16,71 %	
	Huta Andrzej S.A. – Zawadzkie	14,76 %	
	CUKROWNIA WRÓBLIN S.A. – Lewin Brzeski	6,76 %	
	Zakład Energetyki Ciepłej w Górze – Góra	1,26 %	
	ENERGETYKA – ROKITA Sp. z o.o. – Brzeg Dolny	15,05 %	
	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A. – Wałbrzych	10,53 %	

	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe DZT BUILDING Sp. z o.o. – Świebodzice	-
	Zakłady Piwowskie „Glubczyce” S.A. – Glubczyce	- 18,51 %
Katowice	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnowskie Góry	6,91 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ruda Śląska	8,16 %
	Magneti Marelli Poland S.A. – Sosnowiec	20,67 %
	Przedsiębiorstwo Produkcyjno – Usługowo – Handlowe ENCo Sp. z o.o. – Bytom	5,92 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej CIEPŁO Sp. z o.o. – Skoczów	3,90 %
	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno – Górniczych ENMAG – EG Sp. z o.o. – Piekary Śląskie	3,21 %
	Elektrownia Chorzów S.A. – Chorzów	- 1,64 %
	Rejonowa Spółka Ciepłownicza Sp. z o.o. – Bytom	- 4,72 %
	ENERGOMEDIA Łabędy Sp. z o.o. – Gliwice	31,96 %
	Huta Kościuszko S.A. – Chorzów	- 9,42 %
	Fabryka Papieru S.A. – Myszków	- 10,87 %
	Kotłownia Kabaty Sp. z o.o. – Żywiec	6,90 %
	Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o. – Cieszyn	9,00 %
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Jastrzębie Zdrój	9,98 %
	Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o. – Siemianowice Śląskie	16,45 %
	ERG – Bieruń S.A. – Bieruń	4,70 %
	Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Katowice	5,80 %
	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o. – Sosnowiec	7,04 %
	Zarząd Inwestycji Łąskiej Akademii Medycznej – Katowice	42,05 %
	Przedsiębiorstwo Komunalne THERMA Sp. z o.o. – Bielsko-Biała	6,04 %
	LIDMAN ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o. – Dąbrowa Górnicza	13,43 %
Kraków	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bochnia	11,33 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mielec	1,74 %
	Carbon Black Polska Sp. z o.o. – Jasło	- 7,09 %
	Nowotarskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Nowy Targ	9,52 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brzesko	9,88 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Krynica	17,84 %
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dąbrowa Tarnowska	38,42 %
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Miechów) – Miechów	15,83 %
	Firma WAFRO Sp. z o.o. – Brzozów	23,90 %
	Rzeszowska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Rzeszów	14,27 %
	Firma Oponiarska DĘBICA S.A. – Dębica	15,28 %
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Jarosław	17,97 %
	ENS Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. – Nowa Sarzyna	- 7,59 %

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 30.11.2001 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Warszawa	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Przasnysz) – Przasnysz	10.10.2001 r.
	Mazowiecka Wytwórnia Wódek i Drożdży POLMOS S.A. – Józefów	29.10.2001 r.
	Dalkia Termika S.A. (Kraków) – Warszawa	23.11.2001 r.
	Dalkia Termika S.A. (Wąbrzeźno) – Warszawa	30.11.2001 r.
Lublin	Sokółka Okna i Drzwi S.A. – Sokółka	8.10.2001 r.
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa (Dęblin) – Warszawa	10.11.2001 r.
Wrocław	Zakłady Koksownicze ZDZIESZOWICE Sp. z o.o. – Zdzeszowice	8.11.2001 r.
Katowice	„Beskid – Ekosystem” Sp. z o.o. – Węgierska Górka	19.10.2001 r.
	Przedsiębiorstwo Usług Remontowych SZOMBIERKI Sp. z o.o. – Bytom	5.11.2001 r.
	Zakład Produkcji Ciepła „ŻORY” Sp. z o.o. – Żory	9.11.2001 r.
	MYKO – TERM S.A. – Myszków	13.11.2001 r.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Megatem EC – Lublin Sp. z o.o.	23.10.2001 r.
2	Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny S.A.	23.10.2001 r.
3	Zakłady Metalurgiczne „TRZEBINIA” w upadłości	23.10.2001 r.
4	Elektrownia „Bełchatów” S.A.	29.10.2001 r.
5	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ADM” S.C.	29.10.2001 r.
6	Elektrownia „Opole” S.A.	31.10.2001 r.
7	Firma Chemiczna „Dwory” S.A.	5.11.2001 r.
8	Polish Energy Partners S.A.	5.11.2001 r.
9	Spółdzielnia Mleczarska „SUDOWIA”	9.11.2001 r.
10	POLSIN – KARBID Sp. z o.o.	16.11.2001 r.
11	Zakład Usług Elektroenergetycznych „Elserv” Sp. z o.o.	16.11.2001 r.
12	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o.	23.11.2001 r.
13	Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” S.A.	23.11.2001 r.
14	„Cukrownia Kościan” S.A.	30.11.2001 r.
15	„ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o.	5.12.2001 r.
16	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”	5.12.2001 r.
17	Zarząd Morskiego Portu Szczecin-Świnoujście S.A.	5.12.2001 r.
18	URSUS – MEDIA Sp. z o.o.	12.12.2001 r.
19	„Przedsiębiorstwo Energetyczne” Sp. z o.o.	12.12.2001 r.

Zwolnienie z obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	ENERGETYKA Sp. z o.o.	9.11.2001 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	NSK ISKRA S.A.	16.11.2001 r.
2	Zakład Energetyczny Płock S.A.	16.11.2001 r.
3	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	14.12.2001 r.

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Koksownicze „Zdzieszowice” Sp. z o.o.	16.11.2001 r.
2	Zakłady Tworzyw Sztucznych „Ząbkowice-ERG” S.A.	30.11.2001 r.

Odmowy zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Łódzki Zakład Energetyczny S.A.	5.11.2001 r.
2	Carbon Black Polska Sp. z o.o.	16.11.2001 r.
3	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A.	16.11.2001 r.
4	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	30.11.2001 r.
5	Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie	12.12.2001 r.

Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X
w taryfie dla energii elektrycznej
(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Metalurgiczne „TRZEBINIA” w upadłości	23.10.2001 r.
2	Elektrownia „Bełchatów” S.A.	29.10.2001 r.
3	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ADM” S.C.	29.10.2001 r.
4	Elektrownia „Opole” S.A.	31.10.2001 r.
5	POLSIN – KARBID Sp. z o.o.	16.11.2001 r.
6	Zakład Usług Elektroenergetycznych „Elserw” Sp. z o.o.	16.11.2001 r.
7	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o.	23.11.2001 r.
8	Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” S.A.	23.11.2001 r.
9	„ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o.	5.12.2001 r.
10	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”	5.12.2001 r.
11	Zarząd Morskiego Portu Szczecin-Świnoujście S.A.	5.12.2001 r.
12	URSUS – MEDIA Sp. z o.o.	12.12.2001 r.
13	„Przedsiębiorstwo Energetyczne” Sp. z o.o.	12.12.2001 r.

Zatwierdzona taryfa dla paliw gazowych
(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	RCEkoenergia Sp. z o.o.	31.10.2001 r.

Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych X
w taryfie dla paliw gazowych
(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	RCEkoenergia Sp. z o.o.	31.10.2001 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU
(stan na 14.12.2001 r.)

Wcc – wytwarzanie ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	86-200 Chelmno, ul. Gorczyckiego 2

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Cukrownia „Glińojek” S.A.	06-450 Glińojek

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Stacja Paliw PETROXIM Spółka Jawna A. Piątek, J. Likus	32-500 Chrzanów, ul. Oświęcimska 90
2	Stacja Paliw „OKTAN” Robert Czaja, Piotr Mrugała, Joanna Cwalina, Zbigniew Cwalina Spółka Jawna	34-400 Nowy Targ, ul. Ludźmierska 26 A
3	Wiesław Szymankiewicz – „INTERTRANS” Szymankiewicz Wiesław	34-400 Nowy Targ, ul. Sikorskiego 25/15
4	„PETROLEX” Sp. z o.o.	02-301 Warszawa, ul. Grójecka 14a
5	Waldemar Krzysztof Cejmer – Stacja Paliw	06-420 Gołymin, ul. Nowa 5
6	Aleksander Karpierz	42-540 Sosnowiec, ul. A. Fredry 60
7	Stacja Paliw – Krasowa B. Stronkowski, R. Jażdżyk Spółka Jawna	97-438 Rusiec, Krasowa
8	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „K&K” Jacek Kryś – Krystyna Kościuk Spółka Jawna	66-200 Świebodzin, Osiedle Żaków 55
9	Stacja Paliw „AJO” Spółka Jawna A. J. Orłowscy	13-100 Nidzica, ul. Rączki 34
10	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „CENTURION” Wicińscy Spółka Jawna	47-400 Racibórz, ul. Dąbrowszczaków 7
11	Spółdzielnia Produkcyjno-Handlowa MESTWIN	83-300 Kartuzy, ul. Jeziorna 2
12	Spółdzielnia Transportu Wiejskiego w Sierpcu	09-200 Sierpc, ul. Dworcowa 50 B
13	Stacja Paliw A. Muszyński, W. Stachowiak Spółka Jawna	64-510 Wronki, Al. Wyzwolenia 120 A
14	Bogdan Goworowski – „BMG”	80-277 Gdańsk, Al. Wojska Polskiego 8/6
15	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	96-100 Skierniewice, ul. Sobieskiego 79
16	„PAL-AGRO” Adam Iusarczyk, Andrzej Godyń, Sławomir Stępień Spółka Jawna	32-065 Krzeszowice, ul. Miękińska 79
17	ALTAR Alina Romaniak, Tadeusz Romaniak, Anna Włoczewska Spółka Jawna	03-687 Warszawa, ul. Łodygowa 20
18	Stacja Paliw „Wieteska” Spółka Jawna	99-440 Zduny, Nowe Zduny 82
19	HEGMAR Henryk i Marek Wiśniewscy, Grzegorz Siewodnik Spółka Jawna	86-130 Łaskowice, ul. Oska 20
20	Stacja Paliw M. Nalewajko – Sp. z o.o.	16-071 Złotoria
21	Stacja Paliw Otylia Parczewska, Jan Szenkler Spółka Jawna	93-457 Łódź, ul. Pabianicka 274
22	Lesław Strzelec – Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Strzelec Lesław	63-100 Śrem, ul. Nowowiejskiego 3
23	S. i A. ADAMOWICZ Spółka Jawna	58-203 Nowizna, ul. Świdnicka 1
24	„INTEROIL” Spółka Jawna Kameccy-Galuba	97-420 Szczerców, ul. Piotrkowska 1
25	Stacja Benzynowa DIESEL Rączka, Keller Spółka Jawna	32-434 Skomielna Biała 532, gm. Lubień
26	Stacja Benzynowa Zygmunt Olszewski, Janusz Chojnacki Spółka Jawna	87-123 Dobrzejewice, gm. Obrowo
27	Stacja Paliw „U Chłopa” Dzida Edward, Dziura Andrzej, Kudyba Wiesław Spółka Jawna	22-600 Tomaszów Lubelski, Wieprzów 154 A
28	Stacja Paliw Stelmach Spółka Jawna	77-400 Złotów, ul. Kolejowa 11

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	PETRO-SAN Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Lipińskiego 248	Opc
2	Maria Krakowińska – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	34-331 Świnna, Pewel Mała 190	Opc
3	„OLSZTYNDIS” Sp. z o.o.	10-685 Olsztyn, ul. Krasickiego 1 B	Opc
4	Przedsiębiorstwo Handlowo-Spedycyjne „PETEK” Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Dąbrowskiego 2	Opc
5	HALMAR Sp. z o.o.	40-833 Katowice, ul. Obroki 130	Opc
6	Maciej Karaszewski – Przedsiębiorstwo Marketingowo-Uslugowo-Handlowe „SZYB”	85-038 Bydgoszcz, ul. Sienkiewicza 18	Opc
7	Janusz Szroeter – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „TRANSBUD”	42-674 Zbrosławice, ul. Wolności 14	Opc
8	„KURDEK” Spółka Jawna Dariusz Kurdek, Jarosław Kurdek, Jacek Migus	73-132 Suchań, ul. Pomorska 119	Opc
9	Krzysztof Łabno – „VOLF”	00-231 Warszawa, ul. Stara 7 B/3	Opc
10	„CAMP-TRADE” Sp. z o.o.	57-300 Kłodzko, ul. Malczewskiego 18/6	Opc
11	Andrzej Grus – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Andrzej Grus	42-700 Lubliniec, ul. Oleska 20	Opc
12	Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o.	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Konopnickiej 1	Pee, Oee
13	„TERKOM” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Gomulki 2 E	Wcc, Occ
14	Piotr Hałasik – „Biuro Handlowe – Piotr Hałasik”	40-142 Katowice, ul. Modelarska 9 a	Oee
15	Zygmunt Miller – Partnerska Stacja Paliw BP	11-400 Kętrzyn, ul. Gdańska 2	Opc
16	„CPS – Polska” Sp. z o.o.	71-800 Szczecin, ul. Szosa Polska 14	Opc
17	Paweł Bonarek, Jakub Calko – „AUTO-BENZ” S.C.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Niemcewicza	Opc
18	„ALIANS” Sp. z o.o.	71-481 Szczecin, ul. Zdrojowa 4	Opc
19	„GASTRO-PAL” Sp. z o.o.	09-206 Słupia, Mańkowo	Opc
20	Adam Wiącek – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „PARTNER BIS”	05-300 Mińsk Mazowiecki, ul. Dąbrówki 30	Opc
21	Tadeusz Grochowski – Stacja Paliw Tadeusz Grochowski	25-731 Kielce, ul. Słoneczna 23/113	Opc
22	HANS STAACK Polska Sp. z o.o.	40-833 Zielona Góra, ul. Batorego 126 A	Opc
23	Mirosław Pater – Firma Handlowo-Uslugowa „PAT-OIL” Mirosław Pater	41-905 Bytom, ul. Konstytucji 61	Opc
24	Halina Marcinkowska, Maria Korzeniowska – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „HAL-KO” Spółka Jawna	95-040 Kozuszki, ul. Towarowa 1 a	Opc
25	Jan Kozłowski – P.H.U. „JAN”	26-800 Białobrzegi, ul. Kościelna 95	Opc
26	Andrzej Charytoniuk – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ANTECH”	15-232 Białystok, ul. Mickiewicza 46/20	Opc
27	Świętokrzyskie Centrum Onkologii w Kielcach, Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej	25-734 Kielce, ul. Artwińskiego 3	Wcc, Pcc
28	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe „BUGOR” Sp. z o.o.	40-761 Katowice, ul. Panewnicka 91	Opc
29	Zenon Rogacki, Anita Rogacka – Wielozakładowe Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ROTEX” S.C.	62-510 Konin, ul. Przemysłowa 85	Opc
30	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „EKOHUT” Sp. z o.o.	41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 11	Opc
31	„GALATA” Sp. z o.o.	47-225 Kędzierzyn Koźle, ul. Energetyków 2	Opc
32	Stacja Sprzedaży Paliw „EKO-TANK” Zbigniew Piekut, Józef Bryszewski Spółka Jawna	69-100 Słubice, ul. Transportowa 12	Opc
33	Wojciech Grela – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Stacja Paliw Nowiec	82-450 Dzierżgoń, Nowiec 31	Opc

34	Zbigniew Sigitowicz – „EKO MAR” ZBIGNIEW SIGITOWICZ	44–290 Jejkowice, ul. Poprzeczna 16 A	Opc
35	Tomasz Pietrzyk – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „OIL-TOM”	41–923 Bytom, ul. Nowa 17/1	Opc
36	„BP EXPRESS” Sp. z o.o.	31–358 Kraków, ul. Jasnogórska 1	Opc
37	Henryk Frąckiewicz – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „FRĄCKIEWICZ”	66–620 Gubin, ul. Kaliska 25	Opc
38	Franciszek Fital – Zajazd i Stacja Paliw	36–100 Kolbuszowa, Swierczów 130	Opc
39	„MGT” Marta Tataj, Andrzej Dymek Spółka Jawna	99–400 Łowicz, ul. Bolimowska 75	Opc
40	Adam Kopeć, Zbigniew Szymanik – „EW GAZ” S.C.	01–944 Warszawa, ul. Gajcego 7/5	Opc
41	Janusz Zamojtuk – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „EJ”	19–122 Jasionówka, Kamionka 48	Opc
42	Stacja Paliw Białka Tatrzańska Sp. z o.o.	34–530 Bukowina Tatrzańska, ul. Kościuszki 36	Opc
43	Grzegorz Gaj – P.H.U. PROPGAZ	97–570 Przedbórz, ul. Krakowska 9	Opc
44	„LAMONT” Sp. z o.o.	43–190 Mikołów, ul. Przyjaciół 49	Opc
45	Kolumna Transportu Sanitarnego	20–150 Lublin, ul. Bursaki 17	Opc
46	Stacja Paliw Janina, Janusz, Mirosław Glinka Spółka Jawna	06–400 Ciechanów, ul. Gruduska 94	Opc
47	Tadeusz Stremier – Stacja Paliw i Akcesorii Motel-Mar Bar	47–220 Kędzierzyn Koźle, ul. Gliwicka 27	Opc
48	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „BEN-ZIN” Sp. z o.o.	33–314 Łososina Dolna 250	Opc
49	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PIEPRZYK” Spółka z o.o.	63–900 Rawicz, ul. Sarnowska 18 a	Opc
50	Edward Wysocki, Roman Marczuk, Mirosław Kaman – Stacja Paliw „ELPAL” S.C.	59–220 Legnica, ul. Wałbrzyska 1	Opc
51	„PETROCARGO” Sp. z o.o.	70–882 Szczecin, ul. Chmielna 18	Opc
52	Stacja Paliw „WAŁOWA” – D. Gierak, J. Szuprytowski Spółka Jawna	80–858 Gdańsk, ul. Wałowa 18	Opc
53	„A-PRIM” Sp. z o.o.	32–615 Grojec, ul. Beskidzka 15	Opc
54	„GAZ-ZAW” Sp. z o.o.	46–059 Zawadzkie, ul. Świerkłańska 2	Opc
55	Zakład Handlowo-Usługowy „ŁUKOIL” Spółka Jawna Łukasz Łuszcz i Spółka	42–230 Koniecpol, ul. Armii Krajowej 7/11	Opc
56	Stacja Paliw „AUTO” Bogdan Grzesiuk, Jacek Szewczyk Spółka Jawna	66–100 Sulechów, Nowy Świt 16, gm. Sulechów	Opc
57	Sławomir Czuderna – „EKOENERGIA-BIS”	05–123 Chotomów, ul. Bagienna 21	Opc
58	Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” S.A.	25–953 Kielce, ul. Olszewskiego 6	Wcc, Pcc, Wee, Ppg, Opg
59	Tomasz Mateusiak, Mariola Mateusiak, Mirosław Mateusiak – „EKOMAT” S.C. – Stacja Paliw	96–514 Rybno, Jasieniec 8	Opc
60	Robert Kubala – Biuro Handlowe „DELTA”	82–300 Elbląg, ul. Warszawska 18	Opc
61	Firma Handlowo-Usługowa „PAPI SERVICE” Bartłomiej Dyka & Andrzej Bachleda-Curuś Spółka Jawna	34–520 Poronin, ul. Kasprowicza 28	Opc
62	„KARBOL-BIS” Sp. z o.o.	73–304 Koszalin, ul. Gdańska 31	Opc
63	Przedsiębiorstwo Handlowo-Produkcyjno-Usługowe „M PLUS P” Spółka Jawna B. Pietrzak, G. Pietrzak	42–200 Częstochowa, ul. Łużycka 18	Opc
64	„WIMPEX – PETRO” Sp. z o.o.	15–399 Białystok, ul. Octowa 4	Opc
65	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ASAK” A. Krasoń, A. Szymański Spółka Jawna	95–040 Koluszki, ul. Tomaszowska 3 A	Opc
66	TOR – OIL Sp. z o.o.	87–100 Toruń, ul. Lelewela 33	Opc
67	Jolanta Trojanowska – Przedsiębiorstwo Handlowe „ANTRA”	45–064 Opole, ul. Damrota 8/2	Opc
68	Firma Usługowo-Handlowa „PETRO-AWA” Sp. z o.o.	32–852 Dębno, Wola Dębińska 278	Opc

69	Agencja Usług Specjalistycznych i Asekuracji „PARTNER” Sp. z o.o.	40–284 Katowice, ul. Paderewskiego 65	Opc
70	Zakłady Chemiczne „SIARKOPOL” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	39–402 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 50	Pee, Oee, Ppg, Opg
71	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „Solvent Dwory” Sp. z o.o.	32–600 Oświęcim, ul. Chemików 1	Mpc
72	HUTMEN S.A.	53–234 Wrocław, ul. Grabiszyńska 241	Wcc, Pcc
73	MVV EPS POLSKA S.A.	02–954 Warszawa, ul. Królowej Marysieńki 10	Wcc, Pcc
74	TRIUMWIRAT Sp. z o.o.	78–113 Czernin 69	Mpc
75	Fabryka Okładzin Ciernych „Fomar Roulunds” S.A.	05–270 Marki, ul. Okólna 45	Wcc, Pcc
76	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „GRAL” Sp. z o.o.	41–100 Siemianowice Śląskie, ul. Świerczewskiego 63	Opc
77	„SINMAR” – A. K. Singh, W. Marek Spółka Jawna	34–436 Maniowy, ul. Ks. Siudy 1	Opc
78	Przedsiębiorstwo Remontowe Budowlano-Montażowe Leon Sembratowicz, Henryk Szydlik Spółka Jawna	69–200 Sulęcín, ul. Wojska Polskiego 10	Opc
79	Tomasz Żymelka – Przedsiębiorstwo Handlowe Paliwami „OKTAN”	41–707 Ruda Śląska, ul. Radoszowska 46	Opc
80	Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o.	89–600 Chojnice, ul. Angowicka 53	Opc
81	Zamojskie Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne „ENERGOZAM” Sp. z o.o.	22–400 Zamość, ul. Zagłoby 5	Opc
82	PKS Człuchów Sp. z o.o.	77–300 Człuchów, ul. Wojska Polskiego 5	Opc
83	Ryszard Stańczyk – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „STA-GAZ”	58–160 Świebodzice, ul. Jeleniogórska 52	Opc

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	„ZRUG WARSZAWA” S.A.	01–224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	Ppg, Opg
2	„Heat Engineering Poland” Sp. z o.o.	20–601 Lublin, ul. T. Zana 39 (VIII p.)	Ppg, Opg
3	„ENERGOBALTIC” Sp. z o.o.	80–758 Gdańsk, ul. Stary Dwór 9	Wpc

Legenda:

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	F.H.U. „INSTAL-SPEC” Bogdan Wieczorek	40-174 Katowice, ul. Katowicka 62/4
2	F.H.U. Petro-Mag Agata Jakutowicz	32-400 Myślenice, ul. Rynek 17/18
3	Firma „UMOT” J. Gajda Usługi Motoryzacyjne	31-465 Kraków, ul. Żwirki i Wigury 36/48
4	PETROART Sp. z o.o.	02-396 Warszawa, ul. Geodetów 8/75
5	Krystyna Pająk Firma Handlowa SPIDER	30-417 Kraków, ul. Łagiewnicka 48d
6	Zakład Odmetanowania Kopalń „ZOK II” Sp. z o.o. w Rybniku	44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26
7	P.P.H.U. JULPOL Radosław Pachnowski	88-100 Inowrocław, ul. Św. Mikołaja 39
8	Joanna Antonowicz P.U.H. Wyposażenie Warsztatów	43-600 Jaworzno, ul. Rynek 5
9	Firma VER-OIL Nowak Łukasz	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Leśna 2a/16
10	„HOLAGRA” Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. Śniadeckich 1
11	Dystrybucja Gliwice GZE Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Wybrzeże Armii Krajowej 19
12	F.P.H.U. „HAJDUGA” Anna Hajduga	33-312 Tęgoborze, ul. Znamirowice 46
13	Handel i Pośrednictwo Handlowe Tomasz Eugeniusz Gromczyński	11-422 Solanka, ul. Solanka 5 A
14	AGRO AS Zbigniew Bednarski & Adam Sajdutka Spółka Jawna	49-200 Grodków, ul. Otmuchowska 4
15	ZEC Blachownia Sp. z o.o.	42-290 Blachownia, ul. 1 Maja 1
16	WERST-OIL	09-104 Skarbiewo, Dłużniewo
17	Przedsiębiorstwo MAXIMA Sp. z o.o.	44-293 Gaszowice Szczerbice, ul. Szkolna 9
18	WINDVEST POLAND Sp. z o.o.	82-550 Prabuty, ul. Rypińska 12
19	BERDA Sp. z o.o. Oleje Silnikowe i Przemysłowe	05-860 Płochocin, ul. Poznańska 628
20	Zakład Usług Komunalnych	97-425 Żelów, ul. Żeromskiego 21
21	Iwona Lisiewicz Sprzedaż Paliw	57-430 Jugów, ul. Pniaki 2
22	„Largo-Trade” Sp. z o.o.	44-200 Rybnik, ul. 3 Maja 30
23	P.P.U.H. PETROPLAST S.C. Barbara Kostun	09-100 Płońsk, ul. Prosta 24
24	P.P.H.U. „LAZAR” Spółka Jawna	43-300 Bielsko-Biała, ul. Rychlińskiego 19
25	P.U.P. „SANBUD”	62-800 Kalisz, ul. Karpacka 12
26	Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. (KWK Nowa Ruda PP)	40-205 Katowice, ul. Kopalniana 6
27	Kombinat Koksochemiczny „ZABRZE” S.A.	41-800 Zabrze, ul. Pawliczka 1
28	„J.B.” Sp. z o.o.	31-115 Kraków, ul. Garncarska 1/10
29	PKP CARGO S.A.	40-202 Katowice, Al. Roździeńskiego 1
30	Karbowiak Tadeusz, Jerzyk Dariusz, Jerzyk Aldona	63-640 Barlin, ul. Kępińska 37
31	Zakład Technik Grzewczych PROTERM	30-798 Kraków, ul. Bartników 10
32	I.P. Company Sp. z o.o.	50-238 Wrocław, ul. Niemcewicza 27
33	Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	40-205 Katowice, ul. Ściągły 14
34	Zacheusz Mazur, Andrzej Mazur, Dariusz Mazur Firma Budowlano-Handlowa „MAZUR” S.C.	26-900 Kozienice, ul. Lubelska 82 A
35	ORION Sp. z o.o.	25-045 Kielce, ul. Kusocińskiego 50
36	Porta Żegluga Sp. z o.o.	71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19
37	Duhabex – Bus Długosz – Haber S.C.	32-500 Chrzanów, ul. Śląska 49 B
38	Korzonek Kazimierz Stacja Paliw	30-065 Kraków, ul. Piastowska 20
39	Przedsiębiorstwo Handlowe Nowak Poland	57-420 Nowa Ruda – Jugów, ul. Grzybowska 12
40	Spółka Cywilna Haraboss Leszek Wach, Dariusz Michalski, Stanisław Michalski	28-100 Busko Zdrój, Plac Zwycięstwa 10
41	PETROLUX Sp. z o.o.	45-301 Opole, ul. Małopolska 19
42	M.J.G. Gąsiorowska Spółka Komandytowa	02-777 Warszawa, ul. Polinezyjska 12/26
43	LESKI Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe Jolanta i Remigiusz Lescy	34-400 Nowy Targ, ul. Waksmundzka 16
44	„ALWID” Sp. z o.o.	00-621 Warszawa, ul. T. Boya-Zeleńskiego 4a/20
45	Stacja Benzynowa Janusz Koszowski	55-120 Oborniki Śląskie, ul. Wrocławska 59
46	CONCORDIA J. Schyska, E. Greń, M. Madzia, R. Chrapek, P. Jędrus, E. Miecznikowska	43-436 Górk Wielkie
47	AUTOMAN PP Utylizacja Pojazdów Samochodowych Sprzedaż Oleju Opatowego	24-320 Poniatowa, ul. Młynki 41

48	Nowoczesne Produkty Aluminiowe Sp. z o.o.	62-510 Konin, ul. Hutnicza 1
49	GEORYT Fabryka Automatyki i Hydrauliki S.A.	30-363 Kraków, ul. Rydlówka 5
50	Firma Usługowo-Handlowa „HE-MAR” Henryk Jakubiak, Mariusz Jakubiak	22-630 Tyszowce, ul. Zamojska 77
51	INKLUZ Przedsiębiorstwo Usługowo-Doradczo-Handlowe	18-400 Łomża, Al. Legionów 147 A
52	FALCO-MOTO Sp. z o.o.	10-602 Olsztyn, ul. Pstrowskiego 28
53	„WEBO” Sp. z o.o.	61-758 Poznań, ul. Garbary 57/1
54	PPKS	34-400 Nowy Targ, ul. Ludzmierska 30
55	Z.U.H. „PETRA” Konstanty Smaza	80-307 Gdańsk, ul. Abrahama 16/76
56	Firma Handlowa Bolesław Knapik	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Krakowska 3/37
57	P.W. ANDPOL S.C. Irena, Adam Klimas	85-085 Bydgoszcz, ul. Fordońska 25
58	P.P.H.U. HYDRO-BENZ Spółka Jawna	98-350 Biata, ul. Radomina 50 A
59	PROCJAN OIL Sp. z o.o.	54-426 Wrocław, ul. Fabryczna 10
60	ELEKTRONICS S.A. Centrum Techniki Oświetleniowej	31-031 Kraków, ul. Berka Joselewicza 21
61	P.H.U. „ZEUS”	47-450 Krzyżanowice, ul. Tworkowska 25
62	TANK-GAZ Barbara Olyniuk	22-100 Chełm, ul. Lwowska 13H/19
63	Stacja Paliw „PETRON” Spółka Jawna Kozłowski Janusz, Sitniewski Roman, Kamiński Janusz	87-200 Wąbrzeźno, ul. Kętrzyńskiego 51
64	CEPEEN Laskowski, Górecki Spółka Jawna	73-200 Choszczno, ul. Nadbrzeźna 8
65	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „CAMELOT”	58-573 Piechowice, ul. Piastów 8
66	PGKiM Sp. z o.o.	23-300 Janów Lubelski, ul. Boh. Portowego Wzgórza 46/48
67	P.H.U. ASTER Bogusława Kwiatkowska	62-710 Władysławów, ul. Felicjanów 11 a
68	Juliana Gołacka P.P.H.U. „Wojaż”	97-217 Lubochnia
69	Trojanowska P.H. ANTRA	46-045 Kotórz Mały, ul. Opolska 99
70	„AUTO-MRÓZ” Sp. z o.o.	63-810 Borek Wielkopolski, ul. Powstańców Wielkopolskich 29
71	OTO Sp. z o.o.	31-128 Kraków, ul. Karmelicka 36
72	SAGA PLUS Sp. z o.o.	16-100 Sobótka, Osiedle Buchwałowo 2
73	Stacje Paliw Spółka Cywila	63-604 Baranów, Baranów
74	Wiesław Madziar i Spółka ISPEP Spółka Jawna	81-173 Gdynia, ul. Stolarska 12/13
75	MAM-GAZ S.C. A. Matuszczak, M. Karwowski, M. Gajdziński	95-200 Pabianice, ul. Partyzancka 133/151
76	„ASPEN” Sp. z o.o.	63-200 Jarocin, ul. Batorego 2
77	P.P.H. „GRO-WAR” Sp. z o.o.	63-200 Jarocin, ul. Batorego 2
78	Michał Głowacki P.P.H.U. „Wojaż”	97-217 Lubochnia
79	Stacja Paliw „Podłopień” P.P.H.U. „UCHACZ”	34-650 Tymbark, ul. Podłopień 303
80	MZK Sp. z o.o.	37-700 Przemyśl, ul. Lwowska 9
81	WIERPOL Sp. z o.o.	64-700 Czarnków, Plac Wolności 1
82	ARAN Sp. z o.o.	07-200 Wyszaków, ul. Serocka 11A
83	Siarkopol Gdańsk S.A.	80-958 Gdańsk, ul. H. Sucharskiego 12
84	P.P.U.H. PETROPLAST S.C. Paweł Kostun	09-100 Płońsk, ul. Prosta 24
85	P.P.H.U. MONREX Stacja Paliw Józef Szymański	05-120 Legionowo, ul. Jagiellońska 17/19
86	„DRUK-LEN” S.A.	58-400 Kamienna Góra, ul. Fornalskiej 30
87	Firma „Szank-EI” Spółka Jawna Jarosław Gutfrański, Arkadiusz Puczyński	84-208 Kielno, ul. Strażacka 4
88	PKS w Łukowie S.A.	21-400 Łuków, ul. Piłsudskiego 29
89	P.U.H. „HYDROMET”	78-400 Szczecinek, ul. Wiśniowa 16
90	„EKO-GRUPA” Sp. z o.o.	02-738 Warszawa, ul. Dominikańska 9
91	P.H.U. „PETRO” Sp. z o.o.	66-235 Torzym, Kolonia Poręby
92	Usługi Komunalne „TRZEBINIA” Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Rynek 18
93	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „CIEPŁOWNIA” Sp. z o.o.	66-200 Świebodzin, ul. Świerczewskiego 76
94	Elektrociepłownia Starogard Sp. z o.o.	83-200 Starogard Gdański, ul. Jabłowska 17
95	Stacja Paliw Nr 1 S.C. Edward Rymaszewski, Stefan Muthwill	47-320 Gogolin, ul. Szpitalna
96	P.H.U. SOLDER S.C. Marzena Walczek, Sebastian Szmidt	81-451 Gdynia, Al. Zwycięstwa 96/98
97	INTERGAZ-SYSTEM Ltd. Sp. z o.o.	26-052 Sitkówka Nowiny k/Kielc, ul. Przemysłowa 13

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	APIS Warszawa Sp. z o.o.	00-679 Warszawa, ul. Wilcza 50/52	1.10.2001	OEE/108B/9173/W/2/2001/AS	ZPIZD*
2	Zakład Gospodarki Komunalnej	11-015 Olsztynek, ul. Górna 1	1.10.2001	WCC/861A/1184/W/3/2001/ASA	ZPIZD
3	KB-GAZ Technologia i Energia Sp. z o.o.	71-333 Szczecin, ul. Krasickiego 4	1.10.2001	PPG/44A/28/W/2/2001/MS	ZPIZD
			9.11.2001	OPG/43A/28/W/2/2001/MS	ZPIZD
				PPG/44B/28/W/2/2001/MS	ZPIZD
				OPG/43B/28/W/2/2001/MS	ZPIZD
4	Śląska Akademia Medyczna w Katowicach	40-752 Katowice, ul. Medyków 2 A	2.10.2001	WCC/805A/466/W/3/2001/RW	ZPIZD
5	Huta Andrzeja S.A.	46-059 Zawadzkie, ul. Ks. Wajdy 1	3.10.2001	PCC/441A/1605/W/3/2001/ASA	ZPIZD
6	ENERGOOPTIM Bartkowiak, Cichy, Trawiński Spółka Jawna	61-503 Poznań, ul. Chłapowskiego 19	3.10.2001	WCC/990A/1723/W/3/2001/RW	ZPIZD
7	PEC Sp. z o.o.	63-200 Jarocin, ul. Kasprzaka 1 a	3.10.2001	WCC/99B/61/W/3/2001/BP	ZPIZD
				PCC/101B/61/W/3/2001/BP	ZPIZD
8	Energetyka Ciepła Miasta Skarżysko-Kamienna Sp. z o.o.	26-110 Skarżysko-Kamienna, ul. 11-go Listopada 7	4.10.2001	WCC/101A/291/W/3/2001/RW	ZPIZD
9	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-525 Orzysz, ul. Kajki 4	5.10.2001	PCC/102A/291/W/3/2001/RW	ZPIZD
10	Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	43-400 Cieszyń, ul. Mostowa 2	5.10.2001	PCC/202B/572/W/3/2001/MJ	ZPIZD
11	Zakłady Papiernicze S.A.	47-300 Krapkowice, ul. Opolska 103 ul. Młyńska 21 a	5.10.2001	PCC/94A/1278/W/3/2001/BP	ZPIZD
12	Przedsiębiorstwo Energetyczne MEGAWAT Sp. z o.o.	44-230 Czerwionka-Leszczyny,	8.10.2001	WCC/496A/815/W/3/2001/MJ	ZPIZD
				WCC/485B/287/W/3/2001/ASA	ZPIZD
				WEE/77A/287/W/3/2001/ASA	ZPIZD
13	PGKIM Sp. z o.o.	95-070 Aleksandrów Łódzki, ul. Młyńska 21 a	8.10.2001	WCC/725A/641/W/3/2001/BP	ZPIZD
14	GAZGROD Spółka Jawna	96-300 Żyrardów, ul. Jaktorowska 17	8.10.2001	OPC/269B/3420/W/3/2001/BP	ZPIZD
15	Elektrociepłownia Warszawskie S.A.	03-216 Warszawa, ul. Modlińska 15	10.10.2001	WCC/124B/142/W/3/2001/MJ	ZPIZD
16	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	42-606 Tarnowskie Góry, ul. Miodowa 1	10.10.2001	WCC/546A/345/W/3/2001/MJ	ZPIZD
17	Shell Gas Polska	03-152 Warszawa, ul. Modlińska 344	11.10.2001	OPC/273B/3437/W/2/2001/AJP	ZPIZD
18	POLSKI GAZ Sp. z o.o.	03-543 Warszawa, ul. Barkocińska 6	11.10.2001	OPC/862B/86/W/2/2001/AJP	ZPIZD
19	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	35-205 Rzeszów, ul. Wspólna 5	11.10.2001	PPG/57A/2834/W/2/2001/MS	Zmiana siedziby
				OPG/57A/2834/W/2/2001/MS	ZPIZD
20	TERMA-DOM Sp. z o.o.	41-803 Zabrze, ul. Bytomska 112 a	11.10.2001	WCC/313D/213/W/3/2001/BK	ZPIZD
21	B. Strzelecka & Cz. Papciak Spółka Jawna	41-914 Bytom, ul. Hajdy 1 A	11.10.2001	PCC/324B/213/W/3/2001/BK	Zmiana siedziby oraz formy prawnej
				OPC/1231A/1220/W/2/2001/AJP	ZPIZD
22	Zakład Dystrybucji Gazu GRADER	42-230 Koniecpol, ul. Słowackiego 54	11.10.2001	OPC/1007A/3710/W/2/2001/AJP	ZPIZD
23	Dolnośląski Zakład Termoelektryczny S.A.	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 B	11.10.2001	WCC/81D/134/W/3/2001/RW	ZPIZD
				PCC/87E/134/W/3/2001/RW	ZPIZD

Zmiany w warunkach koncesji

KONCESJE

24	INKASSO REFORM Sp. z o.o.	59-220 Legnica, ul. Rajtana 28	11.10.2001	OEE/279A/1215/W/2/2001/MS	ZPIZD
25	PEC w Malborku Sp. z o.o.	82-200 Malbork, ul. Sikorskiego 39 A	11.10.2001	WCC/326C/419/W/3/2001/RW PCC/337C/419/W/3/2001/RW	ZPIZD
26	Fabryka Papieru S.A.	42-300 Myszków, ul. Pułaskiego 6	12.10.2001	PCC/223A/666/W/3/2001/ASA	ZPIZD
27	PEC Jastrzębie Zdrój	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Wrocławska 2	12.10.2001	PCC/586A/163/W/3/2001/ASA	ZPIZD
28	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	80-433 Gdańsk Wrzeszcz, ul. Zawiszy Czarnego 17	12.10.2001	WCC/27E/169/W/3/2001/BK	ZPIZD
29	PRESSTERM Sp. z o.o.	62-005 Owińska Bolechowo k/Poznania, ul. Obornicka 1	15.10.2001	WCC/923A/1574/U/3/2001/MJ PCC/939A/1574/U/3/2001/MJ	Zmiana nazwy
30	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „GIGA” Sp. z o.o.	16-300 Augustów, ul. Obrońców Westerplatte 16	16.10.2001	WCC/533A/343/W/3/2001/BK	ZPIZD
31	Zakład Gospodarki Ciepłej Sp. z o.o.	68-100 Żagań, ul. Konopnickiej 18 a	16.10.2001	WCC/619A/324/W/3/2001/RW	ZPIZD
32	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	32-700 Bochnia, ul. Ks. J. Popieluszki 24	17.10.2001	WCC/714D/222/W/3/2001/RW PCC/744D/222/W/3/2001/RW	ZPIZD
33	MPEC Wrocław S.A.	50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5	17.10.2001	WCC/934A/252/W/3/2001/ASA	ZPIZD
34	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63-700 Krotoszyn, ul. Kofłatąja 5	17.10.2001	WCC/71A/413/W/3/2001/BK	ZPIZD
35	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-100 Leszno, ul. Spółdzielcza 12	17.10.2001	PCC/61B/272/W/3/2001/BK	ZPIZD
36	Pruszczyńskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze „PEC” Sp. z o.o.	83-000 Pruszczyń Gdański, ul. Obrońców Pokoju 18	17.10.2001	WCC/292B/513/W/3/2001/RE	ZPIZD
37	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. 3 Maja 22	19.10.2001	WCC/187C/344/W/3/2001/MJ PCC/203C/344/W/3/2001/MJ	ZPIZD
38	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-300 Morań, ul. Przemysłowa 20	22.10.2001	WCC/534B/430/W/3/2001/RW	ZPIZD
39	ENERGO-INWEST P.P.U. Sp. z o.o.	44-207 Rybnik, ul. Podmiejska 7	22.10.2001	WCC/978A/9102/W/3/2001/RW	ZPIZD
40	Energetyka Ciepła S.A.	45-118 Opole, ul. Harcerska 15	22.10.2001	WCC/374C/73/W/3/2001/BK PCC/392B/73/W/3/2001/BK	ZPIZD
41	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	72-100 Goleniów, ul. Maszewska 18	22.10.2001	WCC/167B/342/W/3/2001/MJ	ZPIZD
42	DALKIA TERMICA S.A.	00-496 Warszawa, ul. Nowy Świat 7/15	23.10.2001	PCC/715E/6/W/3/2001/ASA	ZPIZD
43	MAR – ROM Spółka Jawna	26-505 Oronsko, Dobrut 18 B	23.10.2001	OPC/289A/6419/W/2/2001/ALK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji
44	P.T.U.H. „JANLOP”	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Kościelna 31	23.10.2001	OPC/791A/9832/W/2/2001/ALK	Zmiana treści koncesji
45	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. Bema 23	23.10.2001	PCC/645C/77/W/3/2001/ASA	ZPIZD
46	Media Odra Warta Sp. z o.o.	61-775 Poznań, ul. Wielka 20	23.10.2001	PPG/32B/9878/W/2/2001/MS OPG/31B/9878/W/2/2001/MS	ZPIZD
47	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	63-500 Ostrzeszów, ul. Sportowa 2/A	23.10.2001	WCC/807B/9605/W/3/2001/BK PCC/851C/9605/W/3/2001/BK	ZPIZD
48	P.W. „PETROL” Sp. z o.o.	41-200 Sosnowiec, ul. Sienkiewicza 25	24.10.2001	OPC/376A/3383/W/2/2001/ALK	Zmiana treści koncesji

49	INFRASTRUKTURA Sp. z o.o.	05-820 Piastów, ul. Gen. Maczka 2	25.10.2001	PCC/544A/2697/W/3/2001/BK OCC/149A/2697/W/3/2001/BK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
50	OKTAN	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Pierwszej Brygady 35	25.10.2001	OPC/539B/9418/U/3/2001/MJ	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
51	P.U.H. „MONTONAFIT” Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Dąbrowskiego 41 a	26.10.2001	OPC/767A/9784/W/2/2001/ALK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
52	Zespół Ciepłowni Przemysłowych „CARBO-ENERGIA” Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	29.10.2001	WCC/70C/207/W/3/2001/RW PCC/77D/207/W/3/2001/RW	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
53	„T. Kawecki” Sp. z o.o.	00-845 Warszawa, ul. Łucka 20/73	31.10.2001	OPC/303C/3474/W/2/2001/ALK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
54	P.P.U.H. KOMECH Sp. z o.o.	41-219 Sosnowiec-Zagórze, ul. Szymanowskiego 1	31.10.2001	WCC/66A/331/W/3/2001/ASA PCC/73A/331/W/3/2001/ASA	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
55	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Łaski 188	7.11.2001	WCC/51D/168/W/3/2001/RW PCC/54D/168/W/3/2001/RW OCC/19B/168/W/3/2001/RW	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
56	ENERGETYKA – ROKITA Sp. z o.o.	56-120 Brzeg Dolny, ul. Sienkiewicza 4	7.11.2001	WCC/420A/206/W/3/2001/MJ PCC/438A/206/W/3/2001/MJ	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
57	EKOL Sp. z o.o.	70-850 Szczecin, ul. Tczewska 32	8.11.2001	OPC/53B/3638/W/3/2001/ALK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
58	ALMATEX	97-140 Kolutzki, ul. Gwardii Ludowej 1	8.11.2001	OPC/293A/9184/W/2/2001/ALK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
59	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „CIEPLOGAZ” Sp. z o.o.	42-693 Krupski Młyn, ul. Główna 9	9.11.2001	WCC/870B/9140/W/3/2001/BK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
60	Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A.	90-975 Łódź, ul. J. Andrzejewskiej 5	9.11.2001	WCC/321A/1268/W/2/2001/MS PCC/332A/1268/W/2/2001/MS WEE/20B/1268/W/2/2001/MS	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
61	P.U.H.P. „ELEKTRONIK” Spółka Jawna	34-400 Nowy Targ, ul. Ludźmierska 29	10.11.2001	PEE/164A/9377/W/2/2001/MS OEE/179A/9377/W/2/2001/MS	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
62	GENERAL PETROL Spółka Jawna	66-300 Międzyrzecz, ul. Waszkiewicza 22	14.11.2001	OPC/1135B/9589/W/2/2001/AJP	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
63	TRANSGALICJA Sp. z o.o.	38-200 Jasto, ul. Czackiego 18	16.11.2001	OPC/1108A/908/W/2/2001/ALK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
64	PRONAFIT Sp. z o.o.	66-200 Świebodzin, ul. Poznańska 38	16.11.2001	OPC/637B/9432/W/2/2001/ALK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
65	Przedsiębiorstwo Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Waryńskiego 4	19.11.2001	PCC/766B/9089/W/3/2001/BK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD
66	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A.	59-220 Legnica, ul. Poznańska 48	19.11.2001	WCC/130D/157/W/3/2001/BK PCC/137D/157/W/3/2001/BK	Zmiana nazwy i zmiana treści koncesji	ZPIZD

67	Elektrownia Stalowa Wola S.A.	37-450 Stalowa Wola, ul. Energetyków 13	21.11.2001	WCC/260B/1274/W/3/2001/BP	ZPIZD
68	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	40-126 Katowice, ul. Grażyńskiego 49	21.11.2001	WCC/357D/216/W/3/2001/BK	ZPIZD
69	PEC Sp. z o.o.	64-600 Oborniki, ul. Wybudowanie 56	21.11.2001	WCC/117A/398/W/3/2001/ASA	ZPIZD
70	CERABUD S.A.	63-700 Krotoszyn, ul. Przemysłowa 16	27.11.2001	PCC/437B/1971/W/3/2001/MJ	ZPIZD
71	EKO-WARK Sp. z o.o.	70-846 Szczecin, ul. Kniewska 4	27.11.2001	WCC/903A/8025/W/3/2001/RW	ZPIZD
72	Tvoja Energia Sp. z o.o.	09-400 Plock, ul. Wyszogrodzka 106	28.11.2001	OEE/219A/751/W/2/2001/AS	Zmiana nazwy
73	Firma TED Tadeusz Dąbrowski	97-500 Radomsko, ul. Gołębia 20 a	30.11.2001	OPC/169B/8639/W/2/2001/ALK	ZPIZD
74	PEC - Gliwice Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Królewskiej Tamy	5.12.2001	WCC/237C/240/W/3/2001/BP	ZPIZD
75	HALFAR Spółka Jawna	44-373 Wodzisław Śl., ul. Młodzieżowa 303	5.12.2001	PCC/251C/240/W/3/2001/BP	Zmiana treści koncesji
76	PEC Sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Staszica 13	5.12.2001	WCC/320A/243/W/3/2001/BP	ZPIZD
77	AGROCENT Sp. z o.o.	98-270 Złoczew, ul. Sieradzka 122	5.12.2001	PCC/331A/243/W/3/2001/BP	ZPIZD
78	EWGAZ Z. Szymanik	01-944 Warszawa, ul. Gajcego 7/5	7.12.2001	OPC/256A/151/U/2/2001/ALK	Zmiana formy prawnej
79	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o.	32-620 Brzeszcze, ul. Mickiewicza 1	7.12.2001	OPC/915A/217/W/3/2001/BP	Zmiana siedziby
80	BIS-BEL Stacja Paliw	62-007 Biskupice Wielkopolskie, ul. Mieszka I 1	7.12.2001	WCC/387B/366/W/3/2001/BK	Zmiana treści koncesji
81	Zakład Gospodarki Komunalnej Miasta i Gminy Mogilno	88-300 Mogilno, ul. W. Witosa 6	7.12.2001	PCC/407C/366/W/3/2001/BK	ZPIZD
				OPC/988A/46/U/2/2001/ALK	
				WCC/706D/537/W/3/2001/MJ	

Legenda:

- Wcc – wytworzenie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Ooc – obrót ciepłem
- Wee – wytworzenie energii elektrycznej
- Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Opk – przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych
- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi

* ZPIZD – zmiana przedmiotu i zakresu działalności

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa ZORZA	32-400 Myślenice, Osiedle 1000-lecia 15 A	11.10.2001	Occ	zaprzestanie działalności
2	Zakłady Urządzeń Galwanicznych	98-300 Wieluń, ul. Sieradzka 56	12.10.2001	Pcc, Occ	zaprzestanie działalności
3	PPMB „Prefabet” Sp. z o.o.	23-460 Józef, Długi Kąt	16.10.2001	Wcc	zaprzestanie działalności
4	RELPOL S.A.	68-200 Żary, ul. 11 Listopada 37	17.10.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
5	Zespół Ciepłowni Przemysłowych „CARBO-ENERGIA” Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	29.10.2001	Occ	zaprzestanie działalności
6	David S. Smith Packaging Poland S.A.	25-639 Kielce, ul. Malików 150	31.10.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
7	Przeworska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o.	37-200 Przeworsk, Plac Mickiewicza 8	5.11.2001	Pcc, Occ	zaprzestanie działalności
8	Zakład Odmetanowania Kopalni „ZOK” Sp. z o.o.	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Boczna 24	5.11.2001	Ppg, Opg	zaprzestanie działalności
9	Stacja Paliw „JASPOL”	64-115 Święciechowa, ul. Leszczyńska 36	16.11.2001	Opc	zaprzestanie działalności
10	P.W. „PROMIX”	56-416 Twardogóra, ul. Mickiewicza 14	16.11.2001	Opc	zaprzestanie działalności
11	Gmina Susz – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	14-240 Susz, ul. Kajki 9	27.11.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności
12	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa	23-300 Janów Lubelski, ul. Ochotników Węgierskich 1A/55	29.11.2001	Occ	zaprzestanie działalności
13	GAZ-KOM Sp. z o.o.	46-059 Zawadzkie, ul. Świerkłańska 2	5.12.2001	Opc	zaprzestanie działalności
14	ENERGIA – ŻYRARDÓW S.A.	00-019 Warszawa, ul. Złota 9/14	11.12.2001	Pee, Oee	zaprzestanie działalności
15	Fomar – Energetyka S.A.	05-270 Marki, ul. Okólna 45	11.12.2001	Wcc, Pcc	zaprzestanie działalności

Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Occ – obrót ciepłem
- Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- Oee – obrót energią elektryczną
- Opc – obrót paliwami ciekłymi
- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE LUB UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE (stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia/uchylenia
1	TERMA	64-730 Wieluń, ul. Dworcowa 9/4	17.10.2001	Wcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
2	STRADOM S.A. ul. 1-go Maja 21	42-200 Częstochowa,	17.10.2001	Wcc	uchylenie decyzji w sprawie cofnięcia koncesji oraz umorzenie postępowania w tej sprawie
3	POLCHAR Sp. z o.o.	72-010 Police, ul. Kuźnicka 1	29.10.2001	Pcc	uchylenie decyzji w sprawie udzielenia koncesji oraz umorzenie postępowania w tej sprawie
4	P.H.U. „JAMEX” S.C.	73-155 Węgorzewo, ul. Południowa 1	31.10.2001	Opc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia promesy
5	Vattenfall Poland Sp. z o.o.	00-803 Warszawa, Al. Jerozolimskie 56 c	5.11.2001	Oee	uchylenie decyzji w sprawie udzielenia koncesji
6	Miasto Pionki – Miejski Zakład Komunalny	26-670 Pionki, Al. Lipowe 9	16.11.2001	Wcc, Pcc	uchylenie decyzji w sprawie zmiany koncesji oraz umorzenie postępowania w tej sprawie
7	P.W. „KANAK” Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Cmentarna 6	30.11.2001	Opc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
8	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A.	60-960 Poznań, ul. Gdyńska 54	10.12.2001	Pee	uchylenie decyzji w sprawie umorzenia postępowania o udzielenie koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE (stan na 14.12.2001 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Kujawskie Zakłady Przemysłu Owocowo-Warzywnego „Włocławek” Sp. z o.o.	87-800 Włocławek, ul. Wieniecka 27	26.10.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
2	Cukrownia Rejowiec S.A.	22-360 Rejowiec, ul. Fabryczna 16	29.10.2001	Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
3	POLCHAR Sp. z o.o.	72-010 Police, ul. Kuźnicka 1	29.10.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
4	ELBUD Poznań S.A.	60-003 Poznań, ul. Wołczyńska 37	15.11.2001	Wcc, Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
5	Kaszubska Wytwórnia Drożdży Sp. z o.o.	84-315 Maszewo Lęborskie ul. Fabryczna 3	23.11.2001	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
6	Zakłady Tkanin Wełnianych MAZOVIA S.A.	97-200 Tomaszów Maz., ul. Barlickiego 23	29.11.2001	Pcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 14.12.2001 r.)

Wnioski bez rozpoznania

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Organika Sp. z o.o.	02-766 Warszawa, ul. Nowoursynowska 143 K	10.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
2	D. Mańkowski Firma Handlowo-Uslugowa	20-388 Lublin 6, Mętów 173	10.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
3	A. Piwowarski Stacja Paliw i Zakład Stolarski	27-515 Tarłów, Kozłówek nr 28	10.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
4	P.H.U. SOTANK S.C. STACJA PALIW	26-080 Mniów, Przełom 25	10.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
5	EL-NET Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Mostowa 6	11.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
6	Stacja Paliw S.C.	42-546 Sosnowiec, ul. Lenartowicza	11.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
7	CEWESTEL Sp. z o.o.	40-555 Katowice, ul. Rolna 43	11.10.2001	Mpc, Opc	brak informacji dot. działalności
8	G. Siuda	89-410 Więcbork, ul. Mickiewicza 12	11.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
9	Sprzedaż Oleju Opatowego BOGDAR	66-600 Krosno Odrzańskie, ul. Poznańska 62	17.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
10	MEGAFARB S.A.	51-114 Wrocław, ul. Obornicka 70 a	17.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
11	TOMEX Firma Handlowo-Uslugowa	20-640 Lublin, ul. M. Brzeskiej 5/66	17.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
12	Elektrownie Wodne S.C.	87-800 Włocławek, ul. Płocka 171	17.10.2001	Oee	brak informacji dot. działalności
13	GAS-RID Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Pszczyńska 306	25.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
14	JANPOL	66-470 Kostrzyn n/Odrą, ul. Jana Pawła II 38 b/4	25.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
15	PULS W. Olesek	10-282 Olsztyn, ul. Poprzeczna 13 A	25.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
16	MARKUS JASO Sp. z o.o.	05-261 Marki, ul. Majora Billa 1	25.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
17	FEDERICO Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Dąbrowskiego 28 (I p.)	25.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
18	Dystrybucja Paliw D. Mirecki	09-212 Lelice, ul. Płocka 5	25.10.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
19	ART-MATIK – Sztuka Współczesna	41-103 Siemianowice Śląskie, ul. E. Plater 3/13	5.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
20	CIECH LPG Sp. z o.o.	06-400 Ciechanów, ul. Mleczarska 5	5.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
21	POLNAFT Sp. z o.o.	83-110 Tczew, ul. 30 Stycznia 40	5.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
22	PROFI-KURS Sp. z o.o.	41-506 Chorzów, ul. Długa 69	5.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
23	EUROMOR Sp. z o.o.	98-320 Osjaków, ul. Częstochowska 53 a	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
24	BDROL S.C.	95-100 Zgierz, ul. Wschodnia 29	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
25	F.H.U. „HR” H. Rutyna	26-600 Radom, ul. Sobieskiego 4/78	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
26	PETRO CARS	31-630 Kraków, Osiedle Komendantów 9/55	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności

KONCESJE

27	PETRO S.A.	65-021 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 102	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
28	Z.U.H. „DAX” S.C.	95-015 Głowno, ul. Łódzka 8	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
29	P.H.P.N. „OKTAN”	10-701 Olsztyn, ul. Warszawska 105	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
30	AGA Sp. z o.o.	09-100 Płońsk, ul. Moniuszki 5	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
31	Żarskie Przedsiębiorstwo Budowlane UNIPOL S.A.	68-200 Żary, ul. Górnośląska 17	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
32	MAC-BENZ Stacja Paliw S.C.	64-500 Szamotuły, ul. Cienista 2	8.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
33	C.T.C. Sp. z o.o.	00-019 Warszawa, ul. Złota 5	13.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
34	Polska Energia Odnawialna Sp. z o.o.	60-183 Poznań, ul. Sławińska 30	14.11.2001	Oee	brak informacji dot. działalności
35	LEMAR Spółka Jawna	96-500 Sochaczew, ul. Dachowa 14 A	21.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
36	E. Szymańska-Kmiecik	42-200 Częstochowa, ul. Warszawska 358	30.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
37	TANKBUS S.C.	62-300 Września, ul. Kościuszki 20	30.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
38	Stacja Paliw A. Gorwa, M. Majsnerowski	63-820 Piaski, ul. Warszawska 63	30.11.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
39	Wielkopolskie Konsorcjum Przemysłowo-Handlowe Sp. z o.o.	62-800 Kalisz, ul. Częstochowska 140	10.12.2001	Opc	brak informacji dot. działalności
40	TELKAZ Sp. z o.o.	06-100 Pułtusk, ul. Lenartowicza 5	10.12.2001	Wpc	brak informacji dot. działalności
41	TERMIDOR Sp. z o.o.	81-879 Sopot, Al. Niepodległości 641	10.12.2001	Pcc, Pee	brak informacji dot. działalności

Legenda:

- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi

Rentowność

Większość analizowanych przedsiębiorstw poniosła stratę na działalności ciepłowniczej. Średnia rentowność wyniosła -3,3%. Tylko w województwach małopolskim, dolnośląskim, lubelskim, wielkopolskim, podlaskim i łódzkim średnia rentowność była dodatnia i wahała się od 0,1% do 2,8%.

Decydujący wpływ na średnią rentowność w kraju miała średnia rentowność województwa mazowieckiego, która kształtowała się na poziomie -12,7%. W województwie mazowieckim najniższą rentowność uzyskiwały przedsiębiorstwa z grupy o średnim WZDE (-16,4%) oraz przedsiębiorstwa z grupy o wysokim WZDE (-11,6%). Natomiast dodatnią rentowność osiągnęły przedsiębiorstwa o niskim WZDE (0,7%).

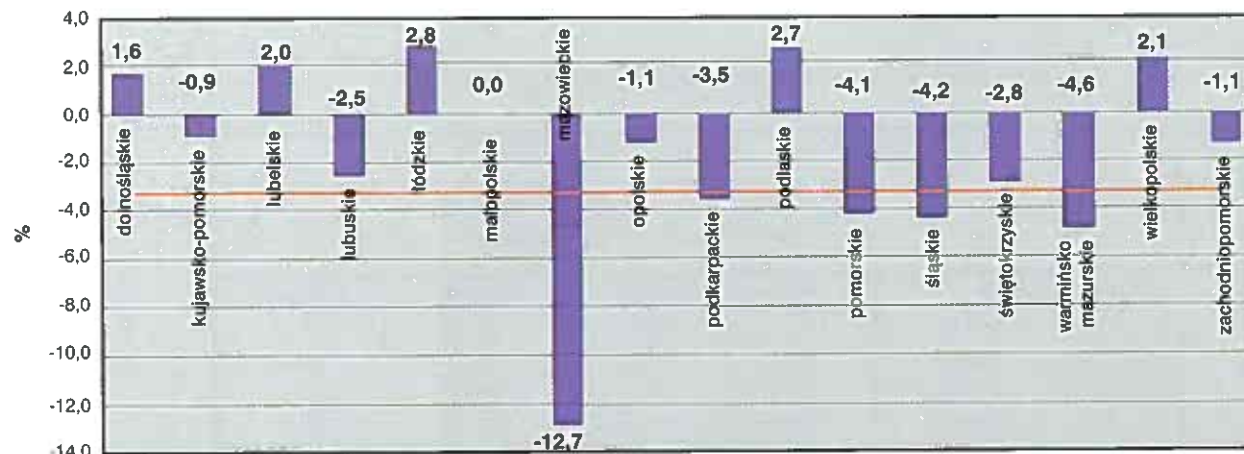
Zastanawia fakt najniższej rentowności w województwie mazowieckim przy średnich wskaźnikach efektywności produkcji, sprawności wytwarzania oraz strat przesyłowych kształtujących się na prawidłowym poziomie. Jednocześnie województwo to ma największe koszty i przychody ze sprzedaży ciepła przy najniższych średnich cenach w kraju. Mogło to wynikać z zaszczości historycznych – niskie ceny stosowane przed 1999 r. nie zostały dotychczas doprowadzone do poziomu cen ekonomicznie uzasadnionych ze względu na ochronę interesów odbiorców. Głębszej analizie wymagają ponoszone koszty, w tym koszty związane z inwestycjami, które w wielu przypadkach nie były uzasadnione.

Analiza poziomów rentowności w poszczególnych grupach utworzonych zgodnie z rodzajem posiadanych koncesji pokazuje, że w większości województw każda z grup

Tab. 4. Rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych w układzie wojewódzkim i według WZDE

Lp.	Województwo	WZDE			
		OGÓLEM	70 – 100%	20 – 69%	0 – 19%
		%			
	OGÓLEM kraj	100,0	62,6	29,0	8,4
1.	dolnośląskie	100,0	65,3	29,4	5,3
2.	kujawsko-pomorskie	100,0	68,9	27,2	3,9
3.	lubelskie	100,0	87,3	4,0	8,7
4.	lubuskie	100,0	63,6	22,1	14,3
5.	łódzkie	100,0	24,8	69,4	5,8
6.	małopolskie	100,0	61,6	31,4	7,0
7.	mazowieckie	100,0	55,7	39,3	5,0
8.	opolskie	100,0	86,2	4,1	9,7
9.	podkarpackie	100,0	61,5	26,0	12,5
10.	podlaskie	100,0	67,7	30,9	1,4
11.	pomorskie	100,0	64,9	33,6	1,5
12.	śląskie	100,0	62,7	24,3	13,0
13.	świętokrzyskie	100,0	87,4	1,0	11,6
14.	warmińsko-mazurskie	100,0	81,8	7,3	10,9
15.	wielkopolskie	100,0	65,7	24,6	9,7
16.	zachodniopomorskie	100,0	72,8	1,0	26,2

Rys. 2. Rentowność



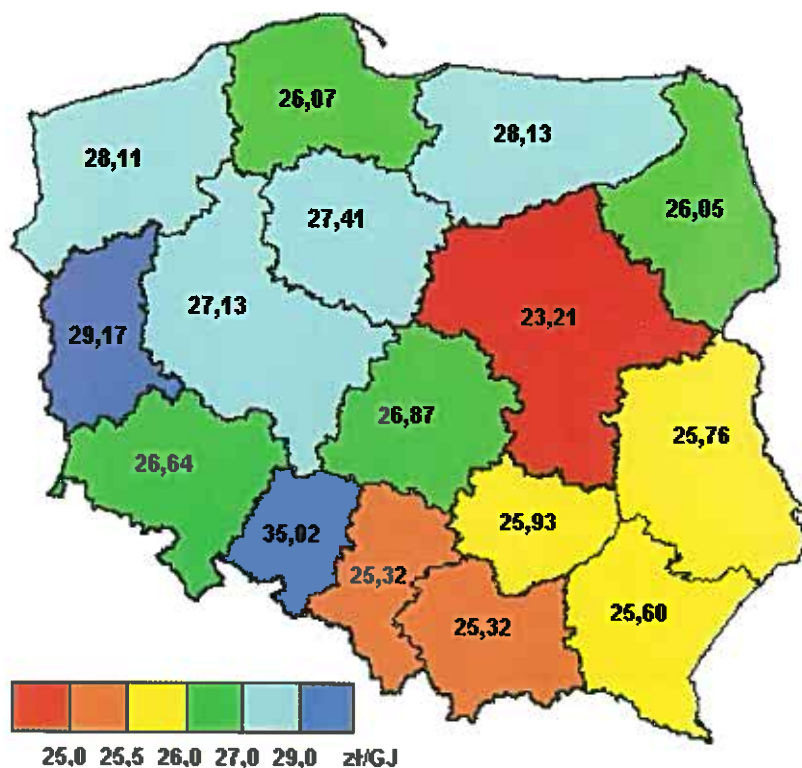
przedsiębiorstw poniosła stratę na prowadzonej działalności ciepłowniczej. W najkorzystniejszej sytuacji znalazły się przedsiębiorstwa z GRUPY I – wytwarzanie ciepła (rentowność -0,2%), które w dziewięciu województwach uzyskały dodatnią rentowność. Najgorsze wyniki osiągnęły przedsiębiorstwa z GRUPY II (-4,5%) i z GRUPY III (-3,0%), które równocześnie z produkcją ciepła zajmują się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem. W GRUPIE IV obejmującej tylko przesyłanie i dystrybucję dodatnią rentowność osiągnięto zaledwie w dwóch województwach.

Ceny ciepła

Analizując przeciętne ceny jednoskładnikowe ciepła netto w poszczególnych województwach widać wyraźnie ich znikome wręcz zróżnicowanie. Jedynie w województwie opolskim cena znacząco różni się od średniej krajowej (25,73 zł/GJ) i wynosi 35,02 zł/GJ. Można też zaobserwować, że podobnie kształtują się ceny ciepła ujęte w podzia-

le na sprzedaż bezpośrednio ze źródła oraz sprzedaż z sieci. Różnica pomiędzy nimi w każdym z województw wynosi ok. 10 zł/GJ. Znacznie bardziej interesująco wygląda porównanie średniej ceny jednoskładnikowej w zależności od WZDE lub wielkości sprzedaży. Wyraźnie widać, że im działalność ciepłownicza ma większe znaczenie dla przedsiębiorstwa, tym cena jest wyższa. W grupie o niskim WZDE średnia cena wyniosła 19,80 zł/GJ, a przy wysokim WZDE 29,77 zł/GJ. Może to wynikać z dwóch przesłanek: po pierwsze, przedsiębiorstwa o wysokim zaangażowaniu znacznie częściej występowały o zatwierdzenie taryf, a tym samym ich ceny rosły znacznie szybciej, po drugie, w tej grupie znajduje się liczniejsza grupa przedsiębiorstw sprzedających ciepło za pomocą sieci, co wpływa również na wysokość średniej ceny jednoskładnikowej w grupie. Z kolei porównanie kształtowania się cen w zależności od wielkości sprzedaży potwierdza tezę o wystąpieniu efektu skali – im większa sprzedaż, tym niższa cena. Przedsiębiorstwa sprzedające ponad 2 mln GJ ciepła rocznie uzyskały średnią cenę 24,72 zł/GJ, a dla firm o sprzedaży poniżej 0,1 mln GJ cena ta była wyższa o około 30% i wyniosła 32,09 zł/GJ. Jeszcze większe różnice ujawniają się, gdy porównamy ceny jednoskładnikowe stosowane w poszczególnych przedsiębiorstwach – najniższe sięgają 10 – 12 zł/GJ, a najwyższe 60 – 70 zł/GJ. Jest to rezultat stosowania różnorodnych technologii, faktu zatwierdzenia (bądź nie) taryfy, a także stosowania subsydiowania działalności ciepłowniczej.

Rys. 3. Średnie ceny jednoskładnikowe ciepła netto



Tab. 5. Cena ciepła według WZDE w zależności od wielkości sprzedaży ciepła

Lp.	Sprzedaż	WZDE			
		OGÓLEM	70 – 100%	20 – 69%	0 – 19%
		zł/GJ			
	OGÓLEM kraj	25,73	29,77	21,28	19,80
1.	sprzedaż > 2 mln GJ	24,72	29,69	20,30	17,68
2.	sprzedaż 1 – 2 mln GJ	26,02	28,76	20,50	16,67
3.	sprzedaż 0,1 – 1 mln GJ	27,74	30,31	26,46	20,30
4.	sprzedaż < 0,1 mln GJ	32,09	34,05	33,78	29,44

Tab. 6. Ceny jednoskładnikowe minimalne i maksymalne w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	Cena jednoskładnikowa		
		średnia	min	max
		zł/GJ		
	OGÓLEM kraj	25,73	10,13	72,40
1.	dolnośląskie	26,64	15,31	54,94
2.	kujawsko-pomorskie	27,41	11,63	60,78
3.	lubelskie	25,76	13,51	49,53
4.	lubuskie	29,17	19,09	42,35
5.	łódzkie	26,87	12,05	72,40
6.	małopolskie	25,32	13,22	43,20
7.	mazowieckie	23,21	11,49	57,27
8.	opolskie	35,02	11,61	56,70
9.	podkarpackie	25,60	14,76	69,89
10.	podlaskie	26,05	18,91	44,77
11.	pomorskie	26,07	11,10	55,09
12.	śląskie	25,32	12,08	62,25
13.	świętokrzyskie	25,93	12,20	40,40
14.	warmińsko-mazurskie	28,13	18,69	64,82
15.	wielkopolskie	27,13	15,22	53,38
16.	zachodniopomorskie	28,11	10,13	60,55

Tab. 7. Ceny jednoskładnikowe ciepła w wybranych grupach przedsiębiorstw w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo/WZDE	GRUPA I Wytwarzanie ciepła				GRUPA II Wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja ciepła				GRUPA III Wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja, obrót ciepłem			GRUPA IV Przesyłanie i dystrybucja, obrót ciepłem
		ogółem	EC	EL	pozostałe	ogółem	EC	EL	pozostałe	ogółem	EC	pozostałe	ogółem
		zł/GJ											
	OGÓLEM kraj	19,78	19,77	17,50	21,24	23,04	19,82	17,36	29,90	30,06	26,46	30,72	27,68
1.	dolnośląskie	26,20	15,48	-	26,28	23,61	20,81	15,31	33,04	31,49	-	31,49	26,93
2.	kujawsko-pomorskie	27,45	40,27	-	27,39	22,16	20,06	-	32,09	33,63	-	33,63	30,31
3.	lubelskie	20,44	20,76	-	20,37	26,75	15,20	-	30,19	26,78	-	26,78	29,71
4.	lubuskie	25,52	25,21	-	29,15	26,29	21,83	-	33,84	34,69	-	34,69	26,17
5.	łódzkie	21,58	-	-	21,58	23,22	24,79	12,05	27,55	28,11	28,47	25,90	35,91
6.	małopolskie	18,73	18,55	-	30,95	23,30	19,09	-	29,47	30,61	-	30,61	28,09
7.	mazowieckie	17,15	-	18,16	13,02	20,42	18,81	13,91	30,17	27,79	-	27,79	22,55
8.	opolskie	31,88	-	-	31,88	30,53	25,86	11,61	32,89	36,28	36,44	33,87	38,52
9.	podkarpackie	20,61	26,48	16,36	19,70	25,06	22,42	-	26,55	32,68	-	32,68	24,10
10.	podlaskie	18,97	18,91	-	20,54	31,64	-	-	31,64	29,23	-	29,23	28,23
11.	pomorskie	18,70	18,64	-	30,49	33,89	38,00	-	33,89	31,80	-	31,80	28,68
12.	śląskie	20,53	20,37	-	22,19	21,49	20,25	17,94	25,76	29,01	21,15	31,51	27,17
13.	świętokrzyskie	22,96	32,97	-	22,96	21,60	33,90	12,20	29,42	32,01	-	32,01	47,74
14.	warmińsko-mazurskie	20,14	19,58	-	29,20	26,90	19,55	-	29,87	30,73	-	30,73	26,05
15.	wielkopolskie	22,54	21,29	-	22,57	23,25	21,09	15,65	33,06	34,32	-	34,32	30,28
16.	zachodniopomorskie	27,01	-	-	27,01	26,31	19,93	21,91	30,02	31,46	11,91	32,73	31,09
	OGÓLEM kraj	19,78	19,77	17,50	21,24	23,04	19,82	17,36	29,90	30,06	26,46	30,72	27,68
WZDE	70 – 100%	22,00	22,10	-	21,90	29,30	23,80	-	30,80	30,70	32,00	30,70	27,50
	20 – 69%	19,10	19,20	17,50	34,30	20,50	19,60	-	29,30	26,50	25,80	31,10	32,20
	0 – 19%	21,20	30,50	-	19,20	18,40	16,30	17,40	24,30	29,70	21,00	38,20	26,00

Nakłady inwestycyjne

Spośród 763 analizowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych 466 podało informacje na temat wielkości nakładów inwestycyjnych poniesionych w 2000 r. oraz planowanych do poniesienia w latach 2001-2003 na modernizację, rozwój i ochronę środowiska. Łącznie w 2000 r. przedsiębiorstwa przeznaczyły ponad 734 mln złotych na inwestycje związane z wytwarzaniem ciepła i ponad 634 mln złotych na inwestycje w zakresie przesyłania i dystrybucji. Największy udział nakładów inwestycyjnych w zakresie wytwarzania ciepła odnotowuje się w województwach mazowieckim, śląskim, łódzkim i pomorskim, wahał się on w przedziale od 21,4% do 10,4%. W przypadku przesyłania i dystrybucji najwyższymi udziałami nakładów charakteryzowały się województwa mazowieckie (29,9%) i śląskie (14,3%).

Udziały planowanych nakładów inwestycyjnych w poszczególnych województwach nie wykazują znaczących różnic. Jedynie w woj. wielkopolskim można zauważyć zwiększoną planowaną aktywność inwestycyjną w 2003 r. w porównaniu z 2000 r. w zakresie wytwarzania ciepła. Natomiast w województwie mazowieckim w tym samym okresie przewiduje się zmniejszenie nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne.

Grupa o wysokim WZDE zrealizowała i planuje ponieść w poszczególnych latach wyższe nakłady na działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji, natomiast grupa o średnim i niskim WZDE poniosła i planuje przeznaczyć wyższe środki przede wszystkim na wytwarzanie ciepła. Planowane wyższe środki na wytwarzanie ciepła mogą wynikać z konieczności realizacji inwestycji związanych z ochroną środowiska.

Badanie uruchomione za pomocą ankiety skierowanej do wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych pozwala na sformułowanie kilku generalnych wniosków:

1. Wykreowany przez przepisy ustawy – Prawo energetyczne system regulacji przedsiębiorstw przyczynił się między innymi do sukcesywnego porządkowania ewidencji i kalkulacji kosztów dla każdego rodzaju działalności i dla wyodrębnionych grup odbiorców. Przy opracowywaniu ankiet okazało się, że przedsiębiorstwa, które nie składały wniosku o zatwierdzenie taryfy miały największe problemy z rozdziałem kosztów wg rodzajów prowadzonej działalności. Grupa ta stanowiła 27%

badanego zbioru przedsiębiorstw. Fakt ten mógł zawążyć na ostatecznych wynikach i wielkościach wskaźników ekonomicznych. Zastosowane przez te przedsiębiorstwa klucze podziału kosztów nie we wszystkich przypadkach odzwierciedlają rzeczywisty stan.

2. W wyniku oceny ekonomicznych i technicznych warunków funkcjonowania poszczególnych przedsiębiorstw ciepłowniczych okazało się, że większość badanych przedsiębiorstw znajduje się w trudnej sytuacji ekonomicznej. Wiele z nich poniosło stratę na działalności ciepłowniczej, średnia rentowność wyniosła (-)3,3%. Przedsiębiorstwa posiadają wyeksploatowany majątek trwały, znaczną nadwyżkę mocy zainstalowanej oraz stosują przestarzałe technologie wytwarzania. Sytuacja ta spowodowana była również ograniczeniem potrzeb ciepłych odbiorców. Na spadek wielkości zamówionej mocy i zużycia ciepła mają wpływ zmieniające się warunki klimatyczne (coraz łagodniejsze zimy) oraz racjonalizacja zużycia ciepła u odbiorców, związana ze stosowaniem nowoczesnych energooszczędnych technologii, termomodernizacji i opomiarowania dostaw oraz pogarszająca się sytuacja materialna odbiorców.
3. Przeprowadzone badanie potwierdziło, że produkcja ciepła w skojarzeniu jest najtańsza, a duże elektrociepłownie produkujące najwięcej ciepła mają niskie ceny. W elektrociepłowniach wpływ na niską cenę ciepła ma m.in. wyższa sprawność wytwarzania w porównaniu z pozostałymi przedsiębiorstwami. Natomiast w elektrowniach, dla których ciepło jest produktem ubocznym, ciepło jest najtańsze.
4. Odrębnej analizy wymagają przedsiębiorstwa produkujące i sprzedające najwięcej ciepła. Przedsiębiorstwa te osiągają słabe wyniki ekonomiczne przy relatywnie wysokich cenach. Wydawałoby się, że przy dużej sprzedaży ciepła po wysokich cenach działalność ich powinna być efektywna.
5. Realizacja jakichkolwiek inwestycji przez przedsiębiorstwa ciepłownicze powinna być zintegrowana z miejscowymi planami zagospodarowania. Pozwoli to uniknąć nietrafionych inwestycji i generowania dodatkowych kosztów, które będą powodować wzrost cen ciepła dla odbiorców końcowych.

*Opracowano
w Departamencie Planów i Analiz URE*

ANALITYCZNE NARZĘDZIA OKREŚLANIA UZASADNIONYCH NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH ELEKTROENERGETYCZNYCH SPÓŁEK DYSTRYBUCYJNYCH¹⁾

Jacek Biedrzycki, Jacek Lorek

Wprowadzenie

Zakres projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych oraz kierunkowe wytyczne ich przygotowania określone są w art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.). Spośród wielu elementów tych planów, a w konsekwencji – wielu czynników podlegających ocenie w ramach procedury ich uzgadniania z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki (w trybie art. 16 ust. 6 ustawy) w niniejszym opracowaniu skupiono się na ocenie poziomu planowanych zamierzeń inwestycyjnych w zakresie modernizacji i rozwoju. Poziom planowanych zamierzeń inwestycyjnych jest jednym z ważniejszych elementów oceny tych planów. Wynika to z faktu, iż koszty modernizacji i rozwoju przedsiębiorstwa (amortyzacja, zwrot na kapitale) oraz zakładany sposób ich finansowania mają bezpośrednie przełożenie na ustalenie poziomu niezbędnych przychodów, a zatem na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Poziom nakładów inwestycyjnych planowanych przez sieciowe przedsiębiorstwo energetyczne ma zatem określone konsekwencje dla odbiorców przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa.

W niniejszym opracowaniu przedstawiono problemy związane z oceną oraz sposób weryfikacji jednego z atrybutów tych planów – uzasadnionego poziomu planowanych nakładów inwestycyjnych. Przedstawiony sposób weryfikacji nakładów został zastosowany w toku uzgadniania w 2001 r. projektów planów rozwoju opracowanych przez podsektor przesyłania i dystrybucji na lata 2001-2003.

Dylematy oceny poziomu nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstw sieciowych

Wytyczne w zakresie kształtowania kosztów uzasadnionych wynikających z planowanych przedsięwzięć modernizacyjnych i rozwojowych zawiera art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten stanowi, że plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego za-

potrzebowania na energię elektryczną powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw. Kwestia ta została również unormowana w § 25 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 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 świetle postanowień tego przepisu, przy ustalaniu wysokości cen i stawek opłat m.in. sieciowego przedsiębiorstwa elektroenergetycznego (...), dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte m.in. w planach rozwoju w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną (o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy), przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Z powyższego wynika wymóg takiego zaprojektowania rozwoju przedsiębiorstwa sieciowego, w tym w szczególności – takiego zaplanowania harmonogramu realizacji poszczególnych inwestycji oraz sposobu ich finansowania, by realizacja planu była możliwa bez konieczności znacznego wzrostu cen i stawek opłat przesyłowych (przychodów przedsiębiorstwa) w związku z potrzebą zapewnienia przedsiębiorstwu zwiększonego dopływu środków finansowych. Należy zatem dążyć do eliminowania sytuacji, w których np. na skutek konieczności finansowania skumulowanych w krótkim okresie potrzeb rozwojowych przedsiębiorstwo sieciowe będzie wnioskować o znaczny wzrost cen i stawek opłat przesyłowych w okresach bezpośrednio po realizacji planowanych inwestycji.

Przepisy powołanego rozporządzenia nie definiują jednoznacznie pojęcia „zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne”, w praktyce regulacyjnej przyjęto, że pojęcie to oznacza zwrot kapitału liczony od uzasadnionych nakładów inwestycyjnych.

Z drugiej strony kwestię uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych rozpatrywać należy również w kontekście konieczności zapewnienia ciągłości, niezawodności, jakości i dostępności dostaw energii elektrycznej (art. 4 i 7 ustawy).

W tym miejscu warto rozważyć problem, czy działania ze strony regulatora związane z określaniem uzasadnione-

1) Niniejsze opracowanie kontynuuje tematykę planów rozwoju elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych, przedłożonych do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w maju i czerwcu 2001 r., podjętej w Biuletynie URE nr 6/2001 – W. Włodarczyk „Inwestycje w projektach planów rozwoju spółek dystrybucyjnych”.

go poziomu nakładów inwestycyjnych są konieczne. Przecież kierownictwo spółki prawa handlowego ma dostateczną wiedzę oraz prawo do decydowania o kierunkach, strukturze i wielkościach inwestycji. Ponadto dynamiczny przyrost nakładów inwestycyjnych jest zjawiskiem niewątpliwie pożądanym (szczególnie w obecnej sytuacji gospodarczej). Pozostaje jednakże do rozstrzygnięcia problem finansowania tych nakładów, który ze względu na specyfikę prowadzenia działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej wymaga odrębnego traktowania.

Rozważając powyższą kwestię należy przede wszystkim mieć na uwadze, że działalność przesyłania i dystrybucji prowadzona jest w warunkach trwałego monopolu. Z kolei potrzeby inwestycyjne przedsiębiorstwa sieciowego wynikają nie tylko z wymogów towarzyszących świadczeniu usługi przesyłu energii elektrycznej. Nadto dotychczasowe doświadczenia pokazują, że przedsiębiorstwa sieciowe najczęściej zakładają finansowanie swoich inwestycji metodą najprostszą – poprzez żądanie dodatkowych przychodów uzyskanych bezpośrednio z podwyżek taryf. Warto dodać, że dynamika nakładów inwestycyjnych zakładów energetycznych w okresie 1999/1998 wyniosła ok. 115,3% a 2000/1999 ok. 130,4% (w cenach stałych odpowiednio 107,5% i 118,4%). Na tle dynamiki nakładów inwestycyjnych w gospodarce narodowej w tym okresie, która w cenach stałych wyniosła odpowiednio 105,9% i 102,2%²⁾, jest to wynik niezły.

Również zestawienie planowanych inwestycji z wykonaniem prowadzi do wniosku, że w niektórych przypadkach plany te są tworzone ze znaczną rezerwą. W przypadku całego podsektora, z porównania nakładów planowanych na 2000 r. wg projektów planów rozwoju przekazanych do URE w styczniu 2000 (były to projekty planów na lata 2000-2002), z wykonaniem inwestycji w 2000 r. wg sprawozdań F-01, wynika, że nakłady inwestycyjne podsektora wyniosły 1 868 518 tys. zł (całość działalności: F-01), przy planie (tylko dla przesyłania i dystrybucji) na poziomie 1 915 289 tys. zł.

Przedsiębiorstwa sieciowe, mają zapewnionych odbiorców usługi przesyłowej, mogą zatem występować również sytuacje, w których odbiorcy zmuszani będą do nabywania usług o jakości znacznie przewyższającej ich potrzeby. Oczywiście możliwa jest również sytuacja odwrotna; konieczne jest zatem monitorowanie jakości świadczonych usług przesyłowych.

Elektroenergetyczne przedsiębiorstwa sieciowe prowadzą również – w oparciu o posiadany majątek, wykorzystując korzyści skali – inne rodzaje działalności.

W szczególności dotyczy to działalności w zakresie transmisji danych światłowodami oraz dostępu do Internetu w technologii PLC (*Power Line Communication*) i telefonii pakietowej VoIP (*Voice over IP*) za pośrednictwem istniejącej sieci elektrycznej. Rozpoczęcie świadczenia usług transmisji danych w oparciu o przewody elektroenergetyczne planowane jest w kilku zakładach energetycznych

na rok 2002³⁾. Działalność taka jest niewątpliwie pożądana i racjonalna. Niemniej jednak pozostaje do rozstrzygnięcia problem rozdzielania kosztów związanych z poszczególnymi rodzajami działalności oraz problem właściwej alokacji przychodów. W związku z powyższym, w szczególnych przypadkach można np. rozważać czy modernizacja elementów sieci elektroenergetycznej wynika z konieczności zapewnienia właściwej jakości świadczonych usług „po stronie elektrycznej” czy jest warunkiem koniecznym świadczenia usług np. w technologii PLC. Mogą również występować sytuacje, że majątek trwały sfinansowany przez odbiorców regulowanych usług energetycznych może być następnie przekazywany (transferowany) do innych rodzajów działalności lub figurować na stanie działalności regulowanej a faktycznie być wykorzystywany do innych celów, lub też na etapie budowy może być przewymiarowany pod względem pojemności albo jakości.

Nie można z kolei akceptować sytuacji, by odbiorcy usługi „energetycznej” świadczony w warunkach monopolu byli obciążani jedynie kosztami dodatkowych inwestycji związanych ze zwiększaniem możliwości świadczenia innych usług przez majątek sieciowy, nie korzystając z możliwości konsumowania zysków wypracowanych przy zastosowaniu dóbr za które już zapłacili (bądź płacą). W przypadku przedsiębiorstw działających na rynkach konkurencyjnych, w długim okresie, korzyści uzyskane dzięki możliwości stosowania tego samego majątku dla kilku rodzajów działalności niewątpliwie znajdą odbicie w cenach wyrobów sprzedawanych na takich rynkach.

Inny problem *towarzyszy prywatyzacji przedsiębiorstw sieciowych. Zobowiązania inwestycyjne nabywcy akcji prywatyzowanego przedsiębiorstwa są często elementem umowy prywatyzacyjnej. Jako takie, zobowiązania inwestycyjne są również elementem oferty ze strony sprzedającego i podlegają negocjacji jako element ceny płaconej za nabycie przedsiębiorstwa lub jego części. W związku z powyższym wielkość zobowiązań inwestycyjnych kupującego ma niewątpliwie wpływ również na cenę zakupu akcji wyrażoną bezpośrednio w pieniądzu. W konsekwencji wynegocjowana wielkość nakładów inwestycyjnych, które nabywca w określonym czasie zobowiązuje się ponieść, różni się od kwoty nakładów inwestycyjnych uzasadnionych skalą prowadzonej działalności sieciowej, wielkością przedsiębiorstwa i jakością świadczonych usług. „Wynegocjowane nakłady” stanowią bowiem formę zapłaty części ceny za akcje przedsiębiorstwa. Przedsiębiorstwo działające na rynku konkurencyjnym niewątpliwie nie pozwoli sobie na natychmiastowe odzyskanie poniesionych kosztów w cenach sprzedawanych wyrobów. Brak jest zatem podstaw – w tym w szczególności w świetle postanowień art. 16 ust. 4 i art. 45 ustawy – by również w warunkach trwałego monopolu (działalność sieciowa) koszty wynikające z boomu inwestycyjnego były natychmiast, w krótkim okresie, przenoszone na odbiorców (inwestycje te mają przecież na celu

2) „Rocznik statystyczny RP 2000” GUS Warszawa oraz T. Chrościcki „Zalamanie w inwestycjach”, Nowe Życie Gospodarcze nr 8/2001.

3) Na marginesie warto odnotować pojawienie się kolejnego wątku w dyskusji na temat kalkulacji i formuły opłat za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

m.in. poprawę efektywności działania przedsiębiorstwa w długim okresie).

Wskazane powyżej okoliczności powodują, że konieczne staje się dokonanie przez regulatora w ramach uzgadniania projektu planu rozwoju (w trybie art. 16 ust. 6 ustawy) oceny, czy proponowany przez przedsiębiorstwo poziom nakładów inwestycyjnych znajduje uzasadnienie w skali prowadzonej działalności sieciowej, jakości świadczonych usług i dynamice rozwoju rynków przedsiębiorstwa. Ostateczne uznanie kosztów modernizacji i rozwoju za koszty uzasadnione nastąpi natomiast w decyzji zatwierdzającej taryfę przedsiębiorstwa (ustalającej poziom przychodów przedsiębiorstwa w danym okresie regulacji).

Celem ustalenia przez regulatora poziomu „uzasadnionych nakładów inwestycyjnych” jest zatem wskazanie poziomu nakładów, który przy konstrukcji kolejnych taryf przedsiębiorstwa będzie uwzględniony przy określaniu kosztów uzasadnionych wynikających z przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju, (kosztów kapitału i amortyzacji).⁴⁾ Natomiast nie ma przeszkód, by przedsiębiorstwo energetyczne w praktyce ponosiło wyższe nakłady inwestycyjne, jednakże źródłem ich finansowania nie będą środki pozyskane poprzez dalsze podnoszenie taryf przedsiębiorstwa, ale środki uzyskane np. w ramach poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa, racjonalizacji procesu inwestycyjnego, czy też z innych źródeł. Skutki finansowe wynikłe z tych przedsięwzięć będą przedmiotem badania w trakcie kolejnego przeglądu regulacyjnego. Przypomnieć w tym miejscu należy, że stosowana formuła regulacji RPI-X jest formułą pułapową, nie zaś kosztową. W szczególności zaś w przypadku inwestycji jej działanie powinno przejawiać się nie tyle poprzez ograniczenie zakresu co kosztów prowadzonych inwestycji.

Obszar w którym porusza się regulator jest w związku z powyższym wyznaczony przez, z jednej strony – zgłaszane przez poszczególne zakłady energetyczne potrzeby inwestycyjne i konieczne do ich sfinansowania przychody przedsiębiorstwa (z reguły mamy do czynienia ze znacznymi wzrostami nakładów inwestycyjnych i proponowanym stosownym zwiększeniem przychodów, przy dość ustabilizowanym poziomie sprzedaży usługi przesyłowej i nieznanym wzroście liczby odbiorców). Z drugiej zaś – obowiązkiem świadczenia usług o określonej jakości i dostępności (art. 4 i 7 ustawy).

Problematyka monitorowania rynków energii elektrycznej związana z wyznaczeniem dolnej granicy rozpatrywanego obszaru była przedmiotem rozważań w m.in. nr 5 i 6/2001 Biuletynu URE⁵⁾. Poniżej, jak wspomniano na wstępie przedstawiono próbę oszacowania górnej granicy ww. obszaru.

Zastosowanie procedury pozwalającej określić regulatorowi maksymalny uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych znajduje oparcie w przepisach ustawy – Prawo energetyczne. Podstawę prawną takich działań stanowią mianowicie przepisy art. 16 ust. 6 w związku z art. 45 ust. 1 i art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. a) ustawy oraz § 10 pkt 2 i § 12 powołanego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Należy bowiem mieć na uwadze, że – jak już wspomniano powyżej – poziom ponoszonych nakładów inwestycyjnych, poprzez wynikające z tych nakładów koszty (amortyzacja, zwrot z kapitału) będzie wpływał na koszty prowadzenia działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji, a tym samym na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa.

W praktyce uzgadniania projektów planów realizacja powyższego postulatu napotyka na pewne ograniczenia. Wynika ona z asymetrii informacyjnej pomiędzy przedsiębiorstwem i regulatorem oraz znacznego zakresu rzeczowego inwestycji realizowanych przez zakłady energetyczne. Analiza poszczególnych inwestycji w układzie rzeczowym i finansowym pod kątem ich zasadności nie wydaje się w tej sytuacji celowa i racjonalna w kontekście, z jednej strony – niezbędnego nakładu pracy i zaangażowanych środków, z drugiej zaś – wyników możliwych do uzyskania tą metodą. Takie podejście wymagałoby bowiem szczegółowych przeglądów programów inwestycyjnych, procedur przetargowych w toku żmudnych negocjacji z przedsiębiorstwami, co przy wspomnianej asymetrii informacyjnej, ograniczeniach czasowych wynikających z Kpa i zakresie rzeczowym inwestycji stawia regulatora już na wstępie na dość trudnej pozycji. Praktyka dotychczasowych uzgodnień pokazuje, że również opinie zarządów województw uzyskiwane w procesie uzgadniania projektów planów (w trybie art. 23 ust. 3 ustawy) stanowią przy takim podejściu niewielką pomoc w weryfikacji zakresu rzeczowego inwestycji.

W związku z powyższym, mając na uwadze, że działalność regulatora ma być substytutem konkurencji, optymalne wydaje się zastosowanie do oceny maksymalnego uzasadnionego poziomu inwestowania zakładów energetycznych, konkurencji porównawczej w oparciu o wielowymiarowy model ekonometryczny. Oczywiście ze względu na specyficzne uwarunkowania procesu inwestowania, model ekonometryczny doznaje tu większych ograniczeń niż w przypadku zastosowania go do określania kosztów przedsiębiorstw sieciowych. Zatem przed ostatecznym ustaleniem uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych, wyniki otrzymane z modelu muszą być skonfrontowane z uzasadnieniem programu rozwoju określonym w projekcie planu rozwoju oraz z zespołem klasycznych wskaźników opisujących sytuację ekonomiczną przedsiębiorstwa oraz prognozami poszczególnych zakładów energetycznych dotyczącymi przewidywanego rozwoju obsługiwanego rynku (dotyczy to np. prognozowanych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, zmian liczby odbiorców). Weryfikacja taka pozwoli również ocenić na ile potrzeba poniesienia planowanych nakładów

4) Tematykę kosztu kapitału w regulacji porusza m.in. opracowanie Banku Światowego przygotowane dla URE „Assistance for the implementation of the new tariff regulatory system. Final report” Frontier Economics, February 2000 oraz artykuł J. Bila, „Koszt kapitału w regulacji”, Biuletyn URE, nr 4/2001.

5) R. Guzik, Z. Muras „Promowanie konkurencji”, nr 5/2001; R. Guzik, A. Jasienowicz „Regulator wobec jakości dostaw energii elektrycznej” oraz opracowanie Dep. Promowania Konkurencji URE „Monitoring rynku energii elektrycznej” z nr 6/2001.

wynika z konieczności odtwarzania istniejącej sieci a na ile jest konsekwencją rozwoju (ekspansji) przedsiębiorstwa.

Ustalając „uzasadnione nakłady inwestycyjne” należy również mieć na uwadze sytuacje losowe wynikające np. z klęsk żywiołowych oraz inne przypadki racjonalnie uzasadnione. Niemniej jednak doświadczenia procesu zatwierdzania taryf w roku 2001, w którym wykorzystano wyniki otrzymane z modelu ekonometrycznego pokazują, że określanie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych w oparciu o ww. model jest metodą – mimo pewnych ograniczeń – dość efektywną, racjonalną i spójną. Do niewątpliwych zalet tej metody można również zaliczyć powtarzalność, obiektywność, oraz możliwość uwzględnienia warunkowań podsektora co wynika z faktu, że wszelkie rankingi i porównania dokonywane są w ramach tego podsektora, bez określania bezwzględnego poziomu odniesienia. Wadą zaś, że – jak każdy model – stanowi odzwierciedlenie rzeczywistości dokonane przy pewnych założeniach.

Szacunek maksymalnego uzasadnionego poziomu inwestowania elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych

Analiza wskaźnikowa

Poniżej przedstawiono niektóre wskaźniki ekonomiczne obliczone na podstawie wielkości zamieszczonych w projektach planów przed ich weryfikacją.

Obliczenie wskaźników w ujęciu podsektora dystrybucji energii elektrycznej dokonane zostały po wcześniejszym przeliczeniu danych (dla 33 SD) do poziomu cen stałych roku 2000 (dane liczbowe były przedstawiane w przeróżnych układach). Wyniki obliczeń dla podsektora przedstawiono w tabelicy 1.

Wskaźniki rentowności przesyłania i dystrybucji zostały wyznaczone jedynie w oparciu o planowane przychody z tytułu sprzedaży usług przesyłowych, bez pozostałych przychodów z działalności przesyłowej – tj.: opłat za przy-

łączenie do sieci, opłat za ponadoptymalny pobór energii biernej i przekroczenia mocy, opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej. W rzeczywistości rentowność tej działalności będzie więc nieco wyższa.

Na podstawie przedstawionych danych można wnioskować, że podsektor przesyłania i dystrybucji planuje dość intensywny rozwój. Np. dla porównania wartość wykonanego wskaźnika WPMT obliczona dla podsektora na podstawie sprawozdań F-01 wyniosła: 0,87 w roku 1999 i 1,09 w roku 2000.

W toku analizowania projektów planów rozwoju, poza wskaźnikami przedstawionymi powyżej, na podstawie prognoz zamieszczonych w tych projektach, zestawione zostały również inne parametry ekonomiczne i techniczne charakteryzujące przyszłą działalność zakładów energetycznych. Część tych wielkości została przedstawiona w publikacji wymienionej w przypisie 1. Na ich podstawie wyznaczono szereg wskaźników, które posłużyły do weryfikacji wyników otrzymanych przy zastosowaniu modelu ekonometrycznego, o czym poniżej.

Model ekonometryczny

Określenie maksymalnego uzasadnionego poziomu inwestowania zakładów energetycznych zostało przeprowadzone przy zastosowaniu regresji pomiędzy nakładami inwestycyjnymi a zmiennymi charakteryzującymi działania zakładów energetycznych w przedmiocie podejmowania decyzji inwestycyjnych.

W celu ustalenia zależności pomiędzy nakładami inwestycyjnymi a zmiennymi charakterystycznymi dla poszczególnych przedsiębiorstw (wpływającymi na poziom nakładów), zbudowano jeden uśredniony model ekonometryczny dla 33 zakładów energetycznych, który został następnie rozwiązany metodą regresji ortogonalnej (*Principal Component Regression – PCR*)⁶⁾. Dla potrzeb zbudowania mo-

6) Szerszy opis metody: „Model regulacji porównawczy” Paweł Urbański, URE Warszawa 1999 r. oraz strona internetowa URE

Tabela 1. Wartości podstawowych wskaźników ekonomicznych dla podsektora dystrybucji energii elektrycznej ogółem [%]

ROS	2001	1,57	ROE	2001	1,32	ROA	2001	0,97	WZ	2001	0,21
	2002	2,06		2002	1,56		2002	1,14		2002	0,22
	2003	2,48		2003	2,08		2003	1,52		2003	0,23
WZD	2001	0,03	WPMT	2001	1,23	WUST	2001	0,65	WP	2001	0,90
	2002	0,04		2002	1,34		2002	0,66		2002	0,86
	2003	0,05		2003	1,33		2003	0,66		2003	0,82
RP	2001	-4,82	RO	2001	1,86	RE	2001	0,33			
	2002	-3,16		2002	1,07		2002	0,84			
	2003	-2,68		2003	1,20		2003	1,31			

ROS – Wskaźniki rentowności sprzedaży

ROA – Wskaźniki rentowności aktywów

RP – Wskaźniki rentowności przesyłania i dystrybucji

WUST – Wskaźnik umorzenia środków trwałych

ROE – Wskaźniki rentowności kapitałów własnych

WPMT – Wskaźniki reprodukcji rzeczowego majątku trwałego

RO – Wskaźniki rentowności obrotu

WP – Wskaźnik płynności

WZ – Wskaźniki zadłużenia ogólnego

WZD – Wskaźniki zadłużenia długoterminowego

RE – Wskaźniki rentowności działalności energetycznej

delu ekonometrycznego zidentyfikowano – w drodze racjonalnego wyboru oraz w wyniku analizy korelacji z nakładami inwestycyjnymi – 26 zmiennych charakterystycznych (objaśniających), związanych z decyzjami o poziomie nakładów inwestycyjnych poszczególnych zakładów energetycznych. Wektor parametrów charakteryzujących działanie „i-tego” zakładu energetycznego w postaci:

$$X_i = [x_{i1}, x_{i2}, x_{i3} \dots x_{i26}]$$

został zatem zdefiniowany przez 26 zmiennych (reprezentujących warunki techniczne i rynkowe każdego zakładu energetycznego), pozwalających na określenie skali prowadzonej działalności sieciowej i wielkości przedsiębiorstwa. Zestaw zastosowanych zmiennych charakterystycznych (objaśniających) przedstawiono w tabelicy 2. Analizy wskazują na dość wysoką korelację pomiędzy ww. parametrami opisującymi poszczególne przedsiębiorstwa a nakładami inwestycyjnymi.

gólnych zakładów składowe podstawowe t . Składowe podstawowe t , będące liniowymi kombinacjami 26 zmiennych charakterystycznych poszczególnych zakładów energetycznych, można interpretować jako parametr opisujący w sposób syntetyczny „inwestycyjną” wielkość przedsiębiorstwa. Składowe podstawowe t w opisywanym modelu wyjaśniają 81,7% zmienności nakładów inwestycyjnych. Model wykorzystano do określenia maksymalnego uzasadnionego poziomu inwestowania poszczególnych zakładów energetycznych. Mając na uwadze, że model ten został opracowany na bazie wielkości charakteryzujących 33 zakłady energetyczne i będzie wykorzystywany do oceny inwestowania tylko pomiotów z tej zbiorowości można przyjąć, że otrzymane przy jego zastosowaniu wyniki będą opisywały uzasadniony poziom inwestowania z wystarczającą dla celów regulacji dokładnością.

Odnosząc wartości nowych zmiennych syntetycznych t do wartości nakładów inwestycyjnych poszczególnych

Tablica 2. Wykaz wykorzystanych zmiennych charakterystycznych

Lp	Zmienna charakterystyczna	Lp	Zmienna charakterystyczna – c.d.
1	Długość linii WN (km)	14	Dostawa odbiorcom w gr. tar. C
2	Długość linii SN (km)	15	Dostawa odbiorcom w gr. tar. G
3	Długość linii nN (km)	16	Zmiana I. odbiorców w latach 2000-2003
4	Liczba stacji elektroenergetycznych SN i nN	17	Liczba przyłączy razem
5	Liczba stacji elektroenergetycznych WN	18	Długość przyłączy razem
6	Moc transformatorów WN/SN	19	Przychody z dystrybucji
7	Moc transformatorów SN/nN	20	Amortyzacja razem
8	Liczba odbiorców na SN	21	Przeciętna wartość śr. trw. brutto SN
9	Liczba odbiorców na nN	22	Przeciętna wartość śr. trw. brutto nn
10	Liczba odbiorców w gr. tar. C	23	Przeciętna wartość śr. trw. brutto dla sum. nap.
11	Liczba odbiorców w gr. tar. G	24	Przeciętna wartość śr. trw. netto SN
12	Dostawa odbiorcom na SN	25	Przeciętna wartość śr. trw. netto nN
13	Dostawa odbiorcom na nN	26	Suma przec. wartości śr. trw. netto

Wartości zmiennych objaśniających zastosowanych do budowy modelu zostały przyjęte w oparciu o wielkości wykazane przez zakłady energetyczne w sprawozdaniach G-10.4 i G-10.5 za rok 2000 (dane wówczas najbardziej aktualne; dot. 25 zmiennych) oraz w projektach planów rozwoju przekazanych do uzgodnienia z Prezesem URE w maju i czerwcu 2001 r. (zmienna charakteryzująca planowane zmiany liczby odbiorców w okresie 2000-2003). Wprowadzenie czynnika związanego z planowaną zmianą liczby odbiorców powoduje, że określając uzasadniony maksymalny poziom nakładów uwzględnia się nie jedynie wielkość przedsiębiorstwa, ale również jego rozwój (ekspansję). Innymi słowy, model poza wrażliwością na nakłady o charakterze odtworzeniowym staje się również wrażliwy na nakłady o charakterze rozwojowym.

Zmienną objaśnianą jest w rozpatrywanym przypadku uzasadniony roczny poziom nakładów inwestycyjnych.

Na podstawie ww. zmiennych charakterystycznych, metodą regresji ortogonalnej wyznaczono dla poszcze-

zakładów energetycznych uzyskano wykres regresji oraz ranking względnej skłonności inwestycyjnej.

W celu ograniczenia wpływu przypadkowości inwestowania w poszczególnych latach, dla celów analizy (tj. określenia uzasadnionych rocznych nakładów inwestycyjnych) jako rzeczywiste nakłady inwestycyjne poszczególnych zakładów energetycznych Y , zastosowano średnie roczne nakłady inwestycyjne obliczone odrębnie dla każdego zakładu wg danych z okresu 1998-2003. Dla lat 1998-2000 nakłady inwestycyjne przyjęto wg wykonania wykazanego w sprawozdaniach F-01, natomiast dla okresu 2001-2003 – wg projekcji nakładów inwestycyjnych przedstawionych przez zakłady energetyczne w projektach planów rozwoju przedłożonych do uzgodnienia z Prezesem URE w maju i czerwcu 2001 r. W celu obliczenia średnich rocznych nakładów inwestycyjnych nakłady z poszczególnych lat okresu 1998-2003 zostały przeliczone wskaźnikami inflacji do roku 2000, który dla celów analizy został przyjęty za rok bazowy. Dla celów obliczeń zastosowano wskaźniki wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych wg komunikatów

Prezesa GUS (dla lat 1999, 2000) oraz wg uzasadnienia do ustawy budżetowej na rok 2001 (dla lat 2001, 2002 i 2003).

Wydaje się, że bardziej miarodajne byłoby wyznaczenie średnich rocznych nakładów inwestycyjnych w oparciu o nakłady wykonane w ciągu ostatnich np. 20 lat i na tej podstawie określanie maksymalnych uzasadnionych rocznych nakładów inwestycyjnych, z uwzględnieniem ewentualnych cykli inwestycyjnych. Jednakże dane z okresów wcześniejszych mogą być obciążone znacznym błędem i mogą wprowadzać dodatkowe zakłócenia do oceny procesu inwestycyjnego ze względu na m.in. przeszacowania majątku (i wiążące się tym ograniczenia wykazane w sprawozdawczości), przemiany organizacyjne, inną filozofię cenotwórstwa i finansowania rozwoju sieci (m.in. nieodpłatne przekazywanie na majątek).

Z kolei za przyjęciem ww. metody zakładającej określanie uzasadnionych nakładów na podstawie wykonania z 3 lat oraz prognozy na kolejne 3 lata przemawia fakt, iż otrzymane przy takim podejściu średnie roczne nakłady inwestycyjne są wypadkową rzeczywistego wykonania nakładów w ostatnich trzech latach oraz wynikiem potrzeb inwestycyjnych sygnalizowanych przez podsektor. Podejście takie jest zgodne z intencją art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, który nakazuje takie kształtowanie nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo sieciowe by uniknąć w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen. W miarę następowania kolejnych uzgodnień zakres danych historycznych będzie mógł być stosownie poszerzany.

Linia regresji na uzyskanym w powyższy sposób wykresie przedstawia średnie roczne nakłady inwestycyjne zakładów energetycznych w cenach 2000 r. Na tę średnią składają się nakłady wykonane w latach 1998-2000 oraz nakłady planowane na lata 2001-2003.

W związku z postanowieniami art. 16 ust. 6, art. 45 ust. 1 i art. 23 ust. 2 pkt 2 lit. a) ustawy – Prawo energetyczne oraz § 10 pkt 2 i § 12 powołanego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną przyjęto, że uzasadnione roczne nakłady inwestycyjne nie mogą przekraczać dla danego zakładu energetycznego kwoty nakładów wynikających z prostej regresji.

Wyniki oceny uzasadnionego poziomu inwestowania otrzymane przy zastosowaniu ww. modelu zostały zweryfikowane poprzez zestawienie z wynikami analizy wskaźni-

kowej. Uwzględniono wartości takich wskaźników jak m.in.: wskaźnik reprodukcji majątku trwałego (WPMT), wskaźnik umorzenia środków trwałych (WUST), prognozowana zmiana liczby odbiorców i wielkości dostaw energii elektrycznej, wskaźnik intensywności inwestowania, dynamika nakładów inwestycyjnych. Wyniki oceny uzasadnionego poziomu inwestowania otrzymane przy zastosowaniu modelu (tablica 3) znajdują potwierdzenie w wynikach analizy wskaźnikowej.

Tablica 3. Nakłady inwestycyjne planowane i uzasadnione (tys. zł, ceny 2000 r.)

Nakłady inwestycyjne:	2002	2003
– planowane	2 331 554	2 389 401
– uzasadnione	1 847 606	1 833 626

Należy mieć na uwadze, że w związku ze znacznymi zmianami występującymi w dziedzinie gospodarki oraz sytuacji makroekonomicznej ostateczne określenie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych stanowiących podstawę do ustalenia uzasadnionych kosztów modernizacji i rozwoju na kolejny okres regulacji nastąpi po otrzymaniu informacji dotyczących danych charakteryzujących poszczególne zakłady energetyczne oraz wskaźników makroekonomicznych za 2001 r.



Jacek Biedrzycki
specjalista



Jacek Lorek
naczelnik wydziału
Departament Planów i Analiz URE

RESTRUKTURYZACJA ELEKTROENERGETYKI A ROZWÓJ RYNKU KONKURENCYJNEGO

Krzysztof Giermek, Konrad Godzisz

12 listopada 2000 r. w siedzibie Urzędu Regulacji Energetyki odbyło się kolejne spotkanie z cyklu *Warsztaty Regulatora* pod hasłem „Restrukturyzacja elektroenergetyki a rozwój rynku konkurencyjnego, czyli ... jaka jest a jaka powinna być polska elektroenergetyka w drodze do Unii Europejskiej”. W seminarium prowadzonym w formie panelu dyskusyjnego pod przewodnictwem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dr. Leszka Juchniewicza i prof. Marka Okólskiego, w dyskusji wzięli udział dr Agnieszka Dobroczyńska (doradca Prezesa URE), dr Mirosław Duda (dyrektor Departamentu Promowania Konkurencji URE), dr Tomasz Kowalak (dyrektor Departamentu Taryf URE), Paweł Smoleń (kierownik Grupy Energetycznej Andersen Business Consulting) oraz dr Witold Włodarczyk (dyrektor Departamentu Planów i Analiz URE). Poruszono następujące tematy:

- 1) Struktura rynków energii elektrycznej w Unii Europejskiej i USA,
- 2) Państwo, polityka gospodarcza a bezpieczeństwo energetyczne,
- 3) Elektroenergetyka w służbie odbiorców,
- 4) Struktura organizacyjno-funkcyjna energetyki.

W warsztatach uczestniczyli również Grażyna Karłowicz-Stomma, dyrektor Departamentu Nadzoru i Prywatyzacji II w Ministerstwie Skarbu Państwa i Wojciech Tabiś, dyrektor Departamentu Energetyki w Ministerstwie Gospodarki.

Struktura rynków energii elektrycznej w Unii Europejskiej i USA

Proces deregulacji europejskiego rynku energii elektrycznej rozpoczął się pod koniec lat 80-tych wraz z prywatyzacją i reorganizacją rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii. W 1990 roku uruchomiono w tym kraju giełdę energii. Podobne przemiany miały miejsce na początku lat 90-tych w krajach skandynawskich, a pionierem tych przemian była Norwegia. Działania te zakończyły się sukcesem, znajdującym swe odbicie przede wszystkim w niższych cenach energii elektrycznej płaconych przez odbiorców, zmniejszonych kosztach wytworzenia oraz zwiększonym wolumenie energii elektrycznej w obrocie.

Dążeniem Unii Europejskiej jest transformacja rynków energii elektrycznej poszczególnych krajów członkowskich w jeden wspólny, zliberalizowany rynek energii elektrycznej.

W dniu 19 grudnia 1996 roku Rada Unii Europejskiej przyjęła Dyrektywę 96/92/EC („Dyrektywa elektroenergetyczna”), której głównym celem był rozwój konkurencyjnego rynku energii, wzrost bezpieczeństwa energetycznego oraz skuteczniejsza ochrona środowiska. Dyrektywa elektroenergetyczna zaleca stopniowe przeprowadzenie pro-

cesu otwarcia rynku, określając kluczowe daty, do których najpóźniej państwa członkowskie zobowiązane są do wprowadzenia określonych zmian liberalizacyjnych. Pierwszą z tych dat był 19 lutego 1999 roku, kiedy to stopień otwarcia rynku w krajach Unii powinien wynieść 26%, a odbiorcy zużywający ponad 100 GWh powinni mieć swobodę wyboru dostawcy.

Dyrektywa elektroenergetyczna nakłada obowiązek na właścicieli i operatorów sieci elektroenergetycznej umożliwienia swobodnego dostępu do sieci dla innych podmiotów – „Third Party Access (TPA)”.

Zasada TPA, fundamentalna dla procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej, realizowana jest na dwa sposoby:

- 1) Zasada regulowanego dostępu – uprawnieni odbiorcy energii elektrycznej mają zagwarantowany dostęp do sieci w oparciu o taryfy zatwierdzone przez organ nadzorujący; taryfy te nie są indywidualnie negocjowane i mają zastosowanie do wszystkich uprawnionych grup odbiorców energii elektrycznej.
- 2) Zasada negocjowanego dostępu – każdy użytkownik sieci negocjuje indywidualne warunki dostępu do sieci w zakresie taryf przesyłowych z operatorem sieci.

Obecny stopień otwarcia rynku oraz sposób realizacji zasady TPA w państwach Unii Europejskiej przedstawia poniższa tabela:

Kraj	Poziom liberalizacji	Dostęp do sieci
Austria	30%	Regulowany
Belgia	35%	Regulowany
Dania	90%	Regulowany
Finlandia	100%	Regulowany
Francja	30%	Regulowany
Hiszpania	45%	Regulowany
Holandia	33%	Regulowany
Grecja	30%	Regulowany
Irlandia	30%	Regulowany
Niemcy	100%	Negocjowany
Portugalia	30%	Regulowany
Szwecja	100%	Regulowany
Wielka Brytania	100%	Regulowany
Włochy	30%	Regulowany
Razem UE	65%	Regulowany



Struktura własnościowa w poszczególnych krajach Unii Europejskiej jest zróżnicowana, udział państwa waha się od kilkunastu do prawie 100%.

W Stanach Zjednoczonych sytuacja różni się znacząco w poszczególnych stanach. Dziewięć stanów weszło w fazę konkurencji, bądź też uchwalilo przepisy ją wprowadzające. Są to: Kalifornia, Illinois, Massachusetts, Nowy Jork, New Jersey, Montana, Pensylwania i Rhode Island. W dwudziestu czterech stanach przedsięwzięto kroki mające na celu wprowadzenie możliwości wyboru przez klienta dostawcy energii elektrycznej.

Państwo, polityka gospodarcza, bezpieczeństwo energetyczne

Wszyscy dyskutanci uznali, że państwo w ramach zapewniania bezpieczeństwa energetycznego jest zobligowane do zagwarantowania stabilności bilansu energetycznego kraju, zarówno w krótkim, jak i długim okresie, przy zachowaniu akceptowalnych cen energii oraz przy spełnieniu wymagań ochrony środowiska.

Jednocześnie polityka energetyczna państwa nie może funkcjonować w oderwaniu od polityki gospodarczej kraju. Zwrócono uwagę, iż w kontekście wejścia do Unii Europejskiej i otwierania się polskiego rynku, nie można mówić wyłącznie o konieczności zapewnienia konkurencyjności polskiej energii wobec energii produkowanej w innych krajach Unii, ale także o zapewnieniu konkurencyjności krajowych produktów wytwarzanych w oparciu o energię. Z drugiej strony energetyka nie może być sektorem subsydiującym inne gałęzie gospodarki, w szczególności chodzi o wspieranie reformy górnictwa węgla kamiennego poprzez stosowanie odgórnie narzuconych cen na węgiel w rozliczeniach wytwórcykopalnie. Wymieniono także koleje, hutnictwo, przemysł zbrojeniowy oraz inne działy, które nieterminowo rozliczają się z płatności lub w ogóle nie płacą za odebraną energię, a przez to, w praktyce, są finansowane przez spółki dystrybucyjne.

Z tych powodów w polityce energetycznej powinno się zwrócić uwagę na taki rozwój sektora, który zapewniłby konkurencyjność całej gospodarce narodowej, przy zachowywaniu racjonalnej struktury zużycia paliw pierwotnych.

Uczestnicy panelu próbowali również znaleźć odpowiedź na pytanie ile państwa i ile rynku oraz

jakiego państwa i jakiego rynku w elektroenergetyce. Zgodzono się ze stwierdzeniem, że udział państwa powinien kształtować się jedynie na poziomie niezbędnie koniecznym dla właściwego działania sektora i relacji dostawca-konsument. Ponadto, nie można rozważać „ile państwa”, ale przede wszystkim jakie funkcje powinno pełnić państwo aby jak najlepiej reprezentować interes społeczeństwa. W nawiązaniu do powyższego padły uwagi, że państwo może niemalże całkowicie ograniczyć swój udział w sektorze jako właściciel przedsiębiorstw jedynie wtedy, gdy bardzo sprawnie będzie działał regulator. Do czasu, kiedy tak się stanie powinno zachować swój wpływ na sektor również poprzez nadzór właścicielski. To z kolei wywołało dyskusję na temat sposobu wykonywania poszczególnych funkcji (właścicielskiej, regulacyjnej i kreatora polityki energetycznej) przez odpowiednie instytucje państwowe oraz dualizmu jakemu poddawane są organy władzy je realizujące. Jako przykład stawiano pytanie czy przedstawiciele Skarbu Państwa zgłaszani przez Ministra Gospodarki w radach nadzorczych powinni zajmować się kwestiami właścicielskimi, czy również wspierać politykę regulacyjną.

Zwrócono uwagę, że nie należy intensyfikować procesów prywatyzacyjnych do czasu wprowadzenia rozwiniętych i stabilnych zasad regulacji. Działanie takie ułatwi sprzedaż akcji przedsiębiorstw, a także umożliwi wynegocjowanie korzystniejszych warunków w umowach prywatyzacyjnych.

W czasie dyskusji podniesiono także brak w polityce energetycznej kraju strategii urealniania cen energii elektrycznej. Wskazywano również na niewłaściwe rozwiązania przyjęte do ustalania cen na energię elektryczną pochodzącą ze źródeł pracujących w skojarzeniu, korzystając

WARSZTATY REGULATORA

„Restrukturyzacja elektroenergetyki a rozwój rynku konkurencyjnego. czyli ... jak jest a jaka powinna być polska elektroenergetyka w drodze do Unii Europejskiej”

Warszawa, dnia 12 listopada 2001r



cych z obowiązku zakupu energii przez przedsiębiorstwa sieciowe. Znacznie wyższe, w tym przypadku, od rynkowych ceny na energię elektryczną umożliwiają obniżyć ceny na wytwarzane w tych źródłach ciepło, subsydując przez to lokalnych odbiorców tego ostatniego kosztem odbiorców energii elektrycznej w całym kraju – zarówno przemysłowych, jak i indywidualnych. Wspomniano też o konieczności precyzyjniejszego wyodrębnienia kosztów i przychodów związanych z działalnością energetyczną, mając szczególnie na uwadze rozwój innych rodzajów działalności gospodarczej zwłaszcza przez spółki dystrybucyjne (np. działalność telekomunikacyjna przy wykorzystaniu majątku sieciowego).

Elektroenergetyka w służbie odbiorców

Dyskutanci zauważyli, że większość ludzi zajmujących się reformami sektora to elektroenergetycy – praktycznie oni decydują o przyszłości elektroenergetyki, nie ma wśród nich reprezentantów drugiej strony rynku (odbiorców), a decyzje podejmowane są tak, aby sektor był zadowolony. Ponadto w dyskusjach i informacjach na temat zmian na rynku energii poruszane są kwestie i używane sformułowania niemalże niezrozumiałe dla większości odbiorców.

Stwierdzono także, że niezbędne jest znaczne zintensyfikowanie korzystania z zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA) przez odbiorców końcowych. Obecnie obrót na zasadach rynkowych odbywa się prawie wyłącznie między wytwórcami a spółkami dystrybucyjnymi. Odbiorcy końcowi w ramach TPA kupują zaledwie około 1% energii sprzedawanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Z tego powodu postulowano konieczność przeprowadzenia kampanii informacyjnej wśród odbiorców mającej na celu zwrócenie uwagi na przysługujące im prawa, a także na korzyści płynące z TPA. Z drugiej strony należy wywierać nacisk na przedsiębiorstwa sieciowe, aby ułatwiali odbiorcom zawieranie umów w ramach TPA.

Struktura organizacyjno-funkcyjna energetyki

Przyszła struktura organizacyjna elektroenergetyki zależy w dużym stopniu od sposobu przeprowadzenia prywatyzacji w tym sektorze. Obecnie w polskiej energetyce można wyraźnie wyróżnić podsektory wytwarzania, przesyłu oraz dystrybucji. Obrót energią elektryczną, pomimo istnienia dużej liczby przedsiębiorstw posiadających koncesję na tę działalność, jest zdominowany przez przedsiębiorstwa sieciowe.

Zdaniem uczestników seminarium, konieczna jest konsolidacja pozioma przedsiębiorstw, szczególnie w podsektorze dystrybucji, gdyż obecnie część spółek dystrybucyj-

nych jest zbyt mała, aby samodzielnie istnieć na rynku. Otwartą kwestią pozostaje docelowa liczba przedsiębiorstw dystrybucyjnych oraz sposób ich łączenia. Konsolidacja pionowa jest bardziej dyskusyjna, stwarza ona bowiem niebezpieczeństwo utworzenia monopolu lokalnych, w których utrudnione będzie właściwe przypisanie kosztów do poszczególnych rodzajów działalności.

Obecny sposób prywatyzacji stwarza pewne zagrożenie dla rozwoju konkurencji w sektorze elektroenergetycznym. Prywatyzacja projekt po projekcie oraz inicjatywy oddolne przedsiębiorstw energetycznych mogą doprowadzić do utworzenia firm zajmujących się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną. Konieczne są zatem działania ograniczające możliwość łączenia przedsiębiorstw sieciowych z przedsiębiorstwami z pozostałych podsektorów.

Rozwój rynku energii elektrycznej jest również uzależniony od rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych. Brak decyzji w tym zakresie z całą pewnością utrudni rozwój konkurencji w sektorze, konieczne jest zatem zintensyfikowanie działań mających na celu rozwiązanie problemu kontraktów długoterminowych.

Głównym celem restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego powinien być wzrost konkurencyjności z uwzględnieniem interesów odbiorców. Znaczącą funkcję w procesie restrukturyzacji ma również regulator, gdyż żadna restrukturyzacja nie przyniesie zadowolających efektów bez efektywnej regulacji.



Krzysztof Giermek



Konrad Godzisz

Autorzy są pracownikami
Departamentu Planów i Analiz URE

QUO VADIS, SEKTORZE?

dr inż. Tomasz Kowalak

„Rządy na całym świecie skupiają swą aktywność na trzech głównych obszarach. Są to podatki, wydatki oraz regulacja. Jednak funkcja regulacyjna jest rozumiana najslabiej.”

[Scott H. Jacobs, tłum. T. K.]

Skala oddziaływania sektora elektroenergetycznego na gospodarkę oraz nikły stopień odwracalności przekształceń strukturalnych skłaniają do zastanowienia, w jakim kierunku toczy się dyskusja wokół jego restrukturyzacji.

Analizując konsekwencje przekształceń strukturalnych nie należy zapominać, że „motorem napędowym wszelkiej działalności biznesowej jest siła chciwości” [prof. Hung-po Chao, ekspert EPRI, 2001]. Rolą Państwa jest utrzymanie jej w ryzach, by nie dopuścić do zachwiania subtelnej równowagi pomiędzy jej charakterem pozytywnym, stymulacyjnym – to ona jest źródłem inicjatyw gospodarczych – i negatywnym, drenażowym – wynikającym z uzyskanej przewagi rynkowej lub pozycji monopolistycznej.

Funkcje sektora elektroenergetycznego

Ocena docelowej struktury sektora winna być poprzedzona analizą wykonywanych przezeń funkcji: podstawowej oraz dodatkowych.

Funkcja podstawowa polega oczywiście na zaopatrzeniu gospodarki w energię elektryczną. Jej właściwa ocena wymaga uprzedniego rozstrzygnięcia dylematu czym w istocie jest energia elektryczna. W jakim stopniu jest to „towar”, podlegający wszelkim regulom działalności komercyjnej, w jakim „dobro cywilizacyjne”, którego dostarczanie obywatelom jest niezbywalnym obowiązkiem Państwa, w jakim, wreszcie, „material strategiczny”, wymagający szczególnego nadzoru ze strony Państwa.

Ustawodawca uzależnił realizację dostaw energii od zawarcia umowy i zezwolił na ich wstrzymanie w sytuacji poboru energii z naruszeniem postanowień umowy (art. 5 ust. 1 i 3 ustawy Prawo energetyczne). Opowiedział się więc za jej „towarowym” charakterem, aspekt „strategiczny” ograniczając jedynie do ogólnych regulacji związanych z zasadami planowania i wprowadzania ograniczeń, a „dobro cywilizacyjne” kwitując milczeniem.

Wobec powyższego uznać należy, iż zasadniczym celem przedsiębiorstw energetycznych, tworzących sektor, jest dostarczanie energii elektrycznej na zasadach komercyjnych, przy zachowaniu określonych obowiązków dotyczących utrzymania sieci i wymagań jakościowych przy zachowaniu uzasadnionego poziomu cen.

Powyższe pozwala w sposób następujący zdefiniować cele regulacji:

- w horyzoncie długoterminowym zapewnienie stabilne-

go poziomu dostaw energii o wymaganych parametrach, przy racjonalnym poziomie kosztów realizacji,

- w okresie krótkoterminowym zastąpienie dotychczasowego rynku dostawcy (wytwórcy) rynkiem odbiorcy.

Specyficzne uwarunkowania pozwalają na nałożenie na sektor elektroenergetyczny funkcji dodatkowych, takich jak: zasilanie budżetu państwa przychodami z podatków oraz z prywatyzacji przedsiębiorstw sektora, a także polegające na bezpośrednim finansowaniu z przychodów sektora, a więc przez odbiorców energii, programów rządowych, które w innym układzie byłyby finansowane z budżetu. Ponadto są to także funkcje socjalne, do których należą tolerowanie przerostu zatrudnienia w sektorze i „socjalna” taryfa dla odbiorców komunalno-bytowych.

Należy podkreślić, że realizacja funkcji „pasożytniczych” skutkuje dwójako:

- powoduje bezpośredni wzrost cen dla odbiorców ponad poziom faktycznie uzasadniony (lub sztuczne jej zniżenie), co jest źródłem fałszywych sygnałów dla gospodarki,
- osłabia presję na poprawę efektywności funkcjonowania.

To ostatnie stwarza przedsiębiorstwom pretekst do wywyższenia przychodów, w celu ukrycia braku efektywności lub osiągnięcia dodatkowych korzyści. Najbardziej jaskrawym przykładem takiej sytuacji może być Południowy Koncern Energetyczny S.A., który swoją regionalną potęgę buduje na przychodach osiąganych w wyniku kontraktów długoterminowych i „szczególnej” relacji z PSE S.A.

Wobec nieuchronnej utraty narzędzia oddziaływania na podmioty sektora, jakim wciąż jeszcze jest nadzór właścicielski, niezbędne staje się ich ograniczenie, a przynajmniej określenie ścieżki ich wygaszenia. Pozostaje pytanie, czy funkcje „pasożytnicze”, z istoty sprzeczne z wyważonym, długofalowym interesem przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii, ale nie do zlekceważenia z perspektywy potrzeb bieżącej polityki, a zwłaszcza kolejnych kampanii wyborczych, nie są ważniejsze od celu podstawowego.

Należy mieć nadzieję, że tak nie jest. Wszak energia elektryczna używana jest do produkcji niemal wszystkiego, a koszty jej wytwarzania i ceny są jednym z czynników determinujących międzynarodową konkurencyjność gospodarki, co powinno mobilizować do wykorzystania wszelkich możliwych sposobów podniesienia efektywności przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Szczególne uwarunkowania sektora i ich wpływ na otoczenie

Siła sektora elektroenergetycznego wynika z dwóch przesłanek: charakteru energii (jednak nie do końca „towa-

rowego") oraz potencjału ekonomicznego i intelektualnego przedsiębiorstw sektora.

Niemal sztywny popyt na energię dowodzi jej nieodzowności z punktu widzenia odbiorców. Rodzi to pokusę wykorzystania jej przez administrację publiczną jako nośnika dla podatków pośrednich lub paropodatków. Nie bez znaczenia także jest fakt, że odbiorcy energii stanowią pożyteczny elektorat.

Z drugiej strony strategiczne znaczenie energii elektrycznej dla funkcjonowania gospodarki stwarza pokusę wywierania szantażu wobec administracji, ukierunkowanego na wymuszenie zgody na poziom cen powyżej obiektywnie uzasadnionego przez przedsiębiorstwa sektora, zwłaszcza ich struktury zintegrowane pionowo, kontrolujące znaczną jego część. Przy czym wspomniana powyżej integracja nie musi mieć charakteru instytucjonalnego, wystarczy wspólnota interesów. Aktualnie w Polsce mamy do czynienia z formalno-prawnym rozdzieleniem przedsiębiorstw wytwórczych od przesyłu energii, jednak struktura umów długoterminowych (KDT) integruje zainteresowane przedsiębiorstwa na tyle skutecznie, by były zainteresowane blokowaniem jakiegokolwiek zmiany status quo.

W ten sposób tworzą się przesłanki dla cichej gry, w której administracja rządowa najpierw godzi się na wzrost cen, by następnie „wyrwać” część tak osiągniętych przychodów i przeznaczyć je na inne cele. Dokładnie taki charakter miało wdrożenie podatku VAT w latach 1995-97, podobnie będzie w przypadku wdrożenia podatku akcyzowego.

Potwierdzeniem siły intelektualnej sektora są skutki oddania mu inicjatywy w kształtowaniu dotyczących go norm prawnych. Trzeba nieskończonej naiwności, by wierzyć, że nie jest to wykorzystywane do kształtowania reguł gry w sposób najwygodniejszy dla sektora, przy zachowaniu jedynie pozorów wdrażania konkurencji zorientowanej na odbiorcę.

Stymulowanie pożądaných zachowań podmiotów sektora

Podnoszenie efektywności funkcjonowania sektora jest możliwe na dwa sposoby: poprzez wymuszanie jej metodami administracyjnymi oraz wdrożenie mechanizmów konkurencyjnych. Skuteczność pierwszego z nich jest ograniczona z uwagi na naturalną przewagę informacyjną przedsiębiorstw. Jej podniesienie jest możliwe tylko przy spełnieniu ściśle określonych warunków. Natomiast bezpośrednia konkurencja o odbiorcę, toczona pomiędzy przedsiębiorstwami, zmusza je do uruchamiania rezerw efektywności znacznie skuteczniej niż ingerencja administracyjna. Jednakże wdrożenie wolnej konkurencji nie jest obiektywnie możliwe, gdy mobilność odbiorców na rynku jest wykluczona przez naturalny monopol dostaw za pośrednictwem sieci.

Proces wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej jest podatny na zastosowanie mechanizmów konkurencyjnych w stopniu zróżnicowanym – w zależności od jego etapu. Konkurencja bezpośrednia może wystąpić w obszarze wytwarzania energii i obrotu. Naturalny monopol sieciowy,

wyklucza tę ostatnią w działalności transportowej (przesyłania i dystrybucji), co więcej, jest źródłem istotnych barier dla wdrożenia konkurencji w wytwarzaniu. Problem polega na tym, że pomiędzy odbiorcą a wytwórcą zawsze znajduje się fizyczny pośrednik w postaci przedsiębiorstwa sieciowego, do którego sieci są przyłączeni. Realizacja konkurencji w wytwarzaniu jest więc uwarunkowana uruchomieniem procedur, zwanych „prawem dostępu strony trzeciej” (TPA), na podstawie których sieć będzie wykorzystywana wyłącznie do realizacji usługi transportowej, bez możliwości wykorzystywania faktu jej posiadania do narzucania odbiorcom warunków sprzedaży energii.

Naturalny monopol sieciowy, nie jest jednak całkowicie „odporny” na konkurencję. Wyjątkiem są struktury obejmujące cały kraj, tak jak to ma miejsce w odniesieniu do PGNiG S.A. W przypadku funkcjonowania większej liczby przedsiębiorstw sieciowych, zlokalizowanych na różnych obszarach i obsługujących różnych odbiorców, wdrożenie konkurencji pomiędzy tymi przedsiębiorstwami jest możliwe jedynie na styku ich obszarów działania. Ale w przypadku, gdy analogiczna działalność jest realizowana przez liczbę przedsiębiorstw na tyle dużą, by można było wdrożyć narzędzia oceny statystycznej (minimum 15-20 podmiotów), możliwe jest wdrożenie konkurencji pośredniej (porównawczej). Jej realizacja jest podstawowym celem organów regulacji w odniesieniu do monopolu sieciowych.

Warunkiem efektywnego wdrożenia jest rozdzielenie działalności, ze szczególnym naciskiem na rozdzielenie działalności regulowanej, tj. realizowanej w warunkach naturalnego monopolu, od realizowanej na rynku konkurencyjnym. Może ono być dokonywane na poziomie księgowym, organizacyjnym (prawnym) lub właścicielskim. Wdrożenie tego typu regulacji, opartej na zobiektywizowanej ocenie efektywności i stwarzaniu zachęt do jej poprawy, przyniosło wymierne obniżenie kosztów obsługi odbiorców energii, praktycznie niezależnie od nośnika (czy była to energia elektryczna czy paliwa gazowe), czy lokalnej specyfiki kraju, w którym zostało dokonane.

Alternatywą, w sytuacji monopolu zintegrowanego pionowo, łączącego działalność wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu, jest regulacja kosztowa (audyt), polegająca na szczegółowym śledzeniu kosztów raportowanych przez przedsiębiorstwo, niejako „pozycja po pozycji”. Zmusza to do wprowadzania szczególnie precyzyjnych standardów ewidencji i kontrolowania in situ poprawności ich przestrzegania. Model ten, do niedawna powszechnie stosowany w USA, został również tam poddany istotnej krytyce. Potrzeba przelamywania asymetrii informacyjnej, jaka występuje pomiędzy podmiotem regulowanym a Regulatorem, zmusza bowiem do angażowania ogromnych sił i środków, a jej skuteczność jest i tak ograniczona. Co więcej, zawężenie procedury do dialogu z pojedynczym przedsiębiorstwem oraz uciekanie się Regulatora do metod „zastępczych”, pozwalających ograniczyć skutki asymetrii informacyjnej, niesie realne niebezpieczeństwo „preregulowania”, tj. zaniżania przychodów przedsiębiorstwa np. pod politycznym naciskiem określo-

nych grup odbiorców, ze wszystkimi negatywnymi skutkami takiego zjawiska.

Może się zdarzyć, że koszty regulacji kosztowej przekroczą możliwe do osiągnięcia korzyści.

Formy „samoobrony” przedsiębiorstw

Podmioty sektora elektroenergetycznego nie pozostają bierne w obliczu zagrożenia, jakie stwarza im coraz skuteczniejsza regulacja. I dotyczy to nie tylko przedsiębiorstw krajowych. Z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, że procesy obserwowane w Europie mają to samo tło.

Przykładem okopania się sektora na pozycjach „antyregulacyjnych” jest historia kontraktów długoterminowych (KDT). Formuła zapoczątkowana w okresie, gdy rynek funkcjonował wg modelu „jedyne nabywcy”, kiedy całość energii wytwarzanej kupowana była przez przedsiębiorstwo przesyłowe i następnie odsprzedawana poszczególnym spółkom dystrybucyjnym z powodzeniem była kontynuowana równoległe do prac nad ustawą – Prawo energetyczne, uwzględniającą konieczność wdrożenia zasady TPA. W pracach tych brali udział ci sami ludzie – trudno twierdzić, że zawieranie kontraktów w latach 1996-97 odbywało się w nieświadomości nadchodzących zmian. Tym bardziej dotyczy to kontraktów podpisanych po wejściu ustawy w życie. W ten sposób wdrażanie konkurencji do energetyki, zainicjowane ustawą zostało skutecznie zablokowane jeszcze przed jej podpisaniem. Znamienne jest też, w jaki sposób spelzła na niczym próba rozwiązania tego problemu poprzez SOK, atrakcyjny dla przedsiębiorstw wytwórczych tylko pod warunkiem nienaruszenia status quo.

Ale świadomość, że KDT leżą niczym kłoda na drodze do konkurencji, upowszechnia się coraz bardziej, może się okazać, że kolejna próba uporania się z tym problemem wreszcie się powiedzie i przedsiębiorstwa wytwórcze staną oko w oko z największym dla nich zagrożeniem, jakim jest zasada TPA. Jej wdrożenie bowiem uruchamia faktyczne warunki wzajemnego konkurowania o odbiorcę.

Najsukuteczniejszą metodą obrony ze strony przedsiębiorstw jest pozbawienie odbiorców, uprawnionych do wyboru dostawcy, możliwości tego wyboru np. poprzez koncentrację potencjału wytwórczego. Trudno uwierzyć deklaracjom publikowanym np. w materiałach PKE S.A., że dążenie do wzrostu siły rynkowej służyć ma obniżeniu cen energii. Do dominacji na rynku dąży się w celu dokładnie odwrotnym. Koncentracja, z oddolnej inicjatywy, przedsiębiorstw wytwórczych, jest odpowiedzią branży na zagrożenie jakie niesie konkurencja, nabierająca znaczenia w miarę liberalizowania rynku, w miarę jak rośnie realne zagrożenie ze strony TPA.

Podobnie można oceniać efekty działań legislacyjnych i prac nad modelem rynku, wdrożonym przez PSE S.A.:

- zgodnie ze znowelizowanym rozporządzeniem taryfowym wytwórcy zostali zwolnieni z ponoszenia jakichkolwiek kosztów związanych z utrzymaniem sieci,
- wprowadzona tym samym rozporządzeniem stawka systemowa, jako element taryfy przesyłowej, zapewniła przedsiębiorstwom wytwórczym objętym KDT pokrycie ich kosztów stałych,

- model rynku dobowo-godzinowego, jako finansowo neutralny dla administrującego nim Operatora Systemu Przesyłowego, wprowadził jednakową cenę rozliczeniową dla wszystkich uczestników tego rynku.

Rynek bilansujący powinien być rynkiem technicznym, przenoszącym koszty ograniczeń i jako taki generować najwyższą zmienność cen. Obarczony jest bowiem najwyższym ryzykiem. W efekcie podmioty dokonujące na nim transakcji winny ograniczać swą aktywność jedynie do działań interwencyjnych. W praktyce stał się rynkiem handlowym z ceną przeciętnie znacznie niższą od giełdowej. Dzieje się tak gdyż rynek bilansujący przenosi jedynie zmienne koszty wytwarzania. Nie dziwi fakt, że wytwórcy stowarzyszeni z PSE S.A., aktywnie operujący na tym rynku, publicznie głoszą swoje zadowolenie z zaistniałej sytuacji.

W świetle powyższych rozważań szczególnego znaczenia nabiera zjawisko reintegracji pionowej (łączenia przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych) skoncentrowanej wokół największych wytwórców. W tym przypadku mamy bowiem do czynienia z próbą restytucji pionowo zintegrowanych monopolii (kilku w skali kraju), których odbiorcy o zasadzie TPA będą mogli zapomnieć. Jest rzeczą znamienne, że inspiracja do tych działań wypływa właśnie od wytwórców. Rodzi się pytanie, czy zakaz tego rodzaju działań nie powinien się znaleźć w warunkach wykonywania koncesji.

Pytaniem, w zasadzie retorycznym, pozostaje kwestia, czy rządowy program prywatyzacji i określony w tym programie docelowy kształt podmiotowy sektora powinien wybiegać naprzeciw oczekiwaniom wytwórców. I to niejako niezależnie od sygnałów napływających z krajów UE, gdzie toczy się analogiczna rozgrywka, tyle tylko, że na większą skalę.

Podnoszony przez apologetów konsolidacji argument konieczności przygotowania przedsiębiorstw krajowych do stawienia czoła konkurencji w warunkach otwarcia na jednolity rynek europejski wymaga rozważenia kilku, pomijanych chyba argumentów. Jednym z nich jest relacja cen energii do cen węgla. Podejmuję się obronić tezę, że polskie źródła wytwórcze są konkurencyjne w stosunku do europejskich pod warunkiem zaopatrzenia w paliwo także na warunkach konkurencyjnych. Czynnikiem poprawy konkurencyjności wytwarzania może być także racjonalizacja zatrudnienia. Trzecim – w odniesieniu do energii kupowanej przez odbiorców – zakres „pasożytniczych” obciążeń ceny energii, w innych krajach przejmowanych m.in. przez system podatkowy. Wszystkie mają niewiele wspólnego ze strukturą podmiotową sektora. Tak więc zapewnienie konkurencyjności polskich wytwórców wymaga wdrożenia rozwiązań zupełnie innych niż koncentracja potencjału wytwórczego, a zwłaszcza jego integracja z podsektorem dystrybucji.

Regulacja a prywatyzacja

Ocena podmiotowej struktury sektora, jaka wyłonić się ma w wyniku prywatyzacji, wymaga określenia celu, jakiego proces prywatyzacji ma służyć. Warto przypomnieć prof. Littlechildea, który przestrzegał, że sukcesów prywa-

tyzacji nie należy mierzyć krótkoterminowym efektem ze sprzedaży przedsiębiorstw, ale funkcjonowaniem ich i systemu regulacji w horyzoncie długookresowym.

W powyższym kontekście koncepcja prywatyzacji sektora elektroenergetycznego wymaga uwzględnienia następujących aksjomatów.

- Istnieje ścisły związek pomiędzy wartością przedsiębiorstwa i zdolnością generowania przychodów (ścieżką cenową). Niezbędne jest więc dokonanie wyboru, czy realizować sprzedaż przedsiębiorstw według określonej wartości, ale licząc się z prawem inwestora do odzyskania zaangażowanego kapitału w postaci odpowiednio stromej ścieżki cenowej (model węgierski), czy też ustalić z góry ścieżkę cenową energii, zgodnie z którą określi się wartość przedsiębiorstw i cenę ich sprzedaży.
- Zachodzi ścisły związek pomiędzy wartością przedsiębiorstwa a stabilnością regulacji. Jej brak jest postrzegany jako ryzyko regulacyjne, które ma swoją cenę w negocjacjach (nie bez powodu do polskiej energetyki nie wchodzi inwestorzy „naprawdę prywatni” tylko zagraniczny kapitał państwowy, gotowy ponosić zwiększone ryzyko).
- Przedsiębiorstwo prywatne (sprywatyzowane) znacznie trudniej poddaje się administracyjnym próbom wymuszenia na nim realizowania celów innych niż te, które sobie samo wyznaczyło.
- Monopol prywatny jest, z punktu widzenia regulacji, znacznie trudniejszym przeciwnikiem od monopolu państwowego. Inaczej mówiąc, nie ma gorszego połączenia niż prywatny monopol i nieskuteczna regulacja, a w związku z tym przed rozpoczęciem procesu prywatyzacji konieczne jest ukonstytuowanie i wdrożenie do praktyki regulacji, zapewniających skuteczne równoważenie interesów przedsiębiorstw (właścicieli) i odbiorców.

Dopóki nie zostały rozstrzygnięte kluczowe kwestie przedstawione powyżej, stwarzanie faktów dokonanych w procesie prywatyzacji może być szalenie niebezpieczne. Z dotychczasowej praktyki URE można przytoczyć wiele przykładów identyfikacji problemów, kiedy przy próbie ich racjonalnego rozwiązywania natrafiano na „mur” w postaci stwierżeń w rodzaju: „może i macie rację, ale prawo tak stanowi”, albo „ale zawarte wcześniej umowy obowiązują i są niewzruszalne”. Bez odpowiedzi pozostaje pytanie kto i w czyim interesie prawo to stworzył. Czy też pytanie: kto te umowy zawarł. Można powiedzieć, że zaistniała sytuacja jest skutkiem niezamierzonym. Ale w dziwny sposób służy stale jednej stronie. Przedsiębiorstwa energetyczne znakomicie potrafią wykorzystać „rentę chaosu”. A przedsiębiorstwa prywatne robić to będą jeszcze skuteczniej.

Reakcja inwestorów, jeżeli w wyniku spóźnionej autorefleksji polskich władz miałby być narażeni na utratę korzyści, jakie zagwarantowano im w umowach prywatyzacyjnych, może doprowadzić do kompromitacji Polski na arenie międzynarodowej, ich odpływu i konieczności ponownej nacjonalizacji branży.

Przykładem takiego zagrożenia jest prywatyzacja elektrociepłowni. Ich boom prywatyzacyjny wynika w znacznym stopniu z niezwykle atrakcyjnej formuły cen energii elektrycznej z tych źródeł. Jej ewentualna rewizja radykalnie pogorszy notowania tych podmiotów. Ale pozostawienie status quo skutkowałoby nieuzasadnionym obciążeniem gospodarki jako odbiorcy energii.

Wahadło regulacyjne

Michael Klein, ekspert Banku Światowego, postawił w swoim czasie pytanie:

„Jeżeli prywatna własność majątku infrastrukturalnego jest tak dobra, to dlaczego infrastruktura nie pozostała w prywatnych rękach po XIX wieku?”

Odpowiedź na to pytanie może być pomocna przy analizowaniu uwarunkowań procesu prywatyzacyjnego sektora elektroenergetycznego także w Polsce.

Historia przemysłów infrastrukturalnych, od początku ich powstania w II połowie XIX w dowodzi, że ich status własnościowy podlega cyklicznym przemianom. Pierwotnie funkcjonowały na wolnym rynku, jako przedsiębiorstwa prywatne. Nieskrępowana konkurencja pomiędzy nimi doprowadziła do dwóch zjawisk, postrzeganych przez lokalne władze jako zagrożenie: do obniżania standardów utrzymania sieci do poziomu fizycznie zagrażającego bezpieczeństwu obywateli (przykładem jest seria wypadków śmiertelnych z powodu zaniedbania sieci gazowych w Londynie w końcu XIX w) oraz do wykorzystywania przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, dostrzeżonej bardzo szybko, cywilizacyjnej wartości energii elektrycznej i nadużywania monopolistycznej pozycji na rynku. Spowodowało to lokalne władze do ograniczenia ich swobody rynkowej. Regulacja słabej jakości, poddana priorytetom politycznym, prowadziła do zaniżania cen energii a tym samym forsowania popytu i pogłębiania nieopłacalności podaży. Pogorszyło to atrakcyjność tych sektorów, odpływ inwestorów i degradację majątku sieciowego. Konieczność podtrzymania pełnionych przez nie funkcji doprowadziła do nacjonalizacji, której towarzyszy obniżenie wewnętrznej efektywności i łatwość obciążania sektorów infrastrukturalnych, zwłaszcza elektroenergetyki, funkcjami dodatkowymi. Zawyżanie kosztów zaopatrzenia w energię obniża międzynarodową konkurencyjność całej gospodarki, co nabiera szczególnego znaczenia w dobie globalizacji. Powrót do własności prywatnej, postrzegany jest jako gwarancja wyższej efektywności. Ale jeżeli prywatyzacji nie będzie towarzyszyć skuteczna regulacja, to korzyści z niej pozostaną niewidoczne dla odbiorców i historia zatoczy krąg – pojawi się uzasadnienie dla ponownej nacjonalizacji. Ilustracją powyższego jest przypadek Kalifornii, gdzie błędy regulacji sektora prywatnego zaowocowały koniecznością jego nacjonalizacji i przejęcia przez władze stanowienia bezpośredniej odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne obywateli.

Czy zatem za kilka lat, jeżeli niedoskonałość systemu regulacji nie zapewni podziału korzyści z poprawy efektywności sprywatyzowanych przedsiębiorstw energetycznych pomiędzy ich właścicieli i odbiorców, lecz pozwoli na ich

wyprowadzenie poza sektor (być może poza Kraj), albo przeciwnie – zbyt restrykcyjna regulacja „w interesie odbiorców” spowoduje zniechęcenie i odpływ inwestorów, nie staniemy wobec pytania „Po cośmy jedli tę żabę?”

Korelacje z procesem akcesyjnym

Analizując argumentację apologetów konsolidacji pionowej w aspekcie zharmonizowania tego procesu ze scenariuszem realizowanym w państwach UE, nie sposób powstrzymać się przed refleksją o instrumentalnym traktowaniu stosowanych przez nich argumentów.

O konieczności sprostania konkurencji międzynarodowej była już mowa wcześniej.

Teza, że w państwach UE na naszych oczach dokonuje się konsolidacja w zgodzie z prawodawstwem unijnym jest nieprawdziwa. W miejsce wymogu wyodrębniania działalności sieciowej od wytwarzania i obrotu na poziomie właścicielskim pojawiło się żądanie zagwarantowania braku wpływu właściciela na bieżące zarządzanie majątkiem sieciowym. Nieprawdziwa jest także teza o braku wymagania prawnego (podmiotowego) rozdzielania działalności sieciowej od pozostałych. Nie dziwi, gdy rzecznikami powyższych tez, chcących niejako wykorzystać przewagę informacyjną sektora nad administracją, są przedstawiciele sektora. Gorzej, gdy powtarza je sama administracja. Homo sectorus jest wszechobecny.

Poza dyskusją pozostaje pytanie, w jaki sposób wpłynie na proces akcesyjny wdrożenie do praktyki rozwiązań co do istoty sprzecznych z Dyrektywą 96/92 i ustaleniami przyjętymi w zamkniętym już rozdziale „Energia”. To ostatnie dotyczy zresztą nie tylko struktury podmiotowej sektora, ale także statusu Regulatora.

Podsumowanie

Rekapitułując, przedstawione powyżej problemy można sprowadzić do następujących tez:

- Jeżeli rynek, jaki wyłoni się w wyniku restrukturyzacji nie ma jedynie umocnić przewagi przedsiębiorstw energetycznych nad odbiorcami – proces ten musi zapewnić zachowanie (stworzenie) realnych szans dla wdrożenia zasady TPA.
- Wymóg rozdzielania organizacyjnego i prawnego działalności sieciowej od pozostałych form aktywności jest niezbywalnym warunkiem koniecznym ale nie wystarczającym.
- Dopuszczalne granice koncentracji poziomej przedsiębiorstw wytwórczych wyznacza konieczność zachowania możliwości wyboru dostawcy.
- Koncentracja pionowa wytwarzania z górnictwem jest procesem naturalnym w odniesieniu do układów technologicznie powiązanych, z jakimi aktualnie mamy do czynienia wyłącznie w węglu brunatnym. Historyczne doświadczenia na ten temat potwierdzają, że jest to kierunek „pro-rynkowy”, który przez przedsiębiorstwa sektora postrzegany jest jako zagrożenie. Natomiast konsolidacja pionowa elektrowni z kopalniami węgla kamiennego mogłaby mieć sens tylko w przypadku,

gdyby dopuścić bezpośrednie przenoszenie sygnałów rynkowych na sektor paliwowy. Przy sztucznie usztywnionych cenach węgla dla energetyki działanie takie zwiększa jedynie presję „antyrynkową” na odbiorców a „siła przekonywania” braci górniczej, zjednoczonej z energetykami w ewentualnym sporze z administracją, postawi tę ostatnią w znacznie trudniejszej pozycji.

- Nie ma przeciwwskazań dla konsolidacji wytwarzania z działalnością obrotu, pod warunkiem, że nie dotyczy obrotu na rzecz odbiorców taryfowych.
- Struktura pionowo zintegrowana jest wolna od ryzyka komercyjnego i ryzyka umów, obciąża ją natomiast koszt nieefektywności oraz niechęć do dzielenia się z odbiorcami wypracowanymi efektami. Presja na rozdzielanie działalności, wyrażona w nowelizowanej Dyrektywie 96/92 UE, wskazuje, że wady tego systemu przeważają nad korzyściami.
- Struktura rozdzielona obciążona jest koniecznością ubezpieczania ryzyka rozkładanego na poszczególne człony, ale otwiera możliwość skuteczniejszej identyfikacji rezerw i podziału efektów z odbiorcami.
- Stopień ujawnienia zarówno wad jak i zalet obydwu alternatywnych opcji bezpośrednio zależy od jakości regulacji, która obiektywnie jest najtrudniejsza (i najbardziej kosztowna) w warunkach pionowo skonsolidowanego monopolu prywatnego. Koszty regulacji mogą zniweczyć efekty jej funkcjonowania.
- Inicjatywa konsolidacji – wypływa od przedsiębiorstw sektora, zwłaszcza wytwórców oraz inwestorów, dla których stanowi naturalną obronę przed konkurencją. Administracja publiczna, działająca w imieniu, i z wyboru, kilkunastu milionów odbiorców, chyba nie powinna reprezentować w swoich decyzjach partykularnego interesu 100 tys. przedstawicieli sektora.
- Skonsolidować jest zawsze łatwiej niż podzielić, jeżeli za kilka lat okaże się, że konkurencja w energetyce, z jakichś względów, nie jest możliwa – można będzie ten proces zrealizować, w „międzyczasie” doskonaląc reguły regulacji. Jeżeli zrobimy to teraz, a Europa obroni się przed remonopolizacją, będzie bardzo trudno ten proces odwrócić, a za wszystko zapłacą odbiorcy. Wszak korzyści przejmą inwestorzy.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Taryf URE

RYNEK KONKURENCYJNY DOSTAWCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

dr Mirosław Duda

Europejskie doświadczenia w zakresie rynku energii elektrycznej świadczą, że w większości krajów Unii Europejskiej mamy do czynienia z rynkiem dostawców energii elektrycznej a nie – jak to wynika z czystej teorii rynków typu „pool” – z konkurencyjnym rynkiem wytwórców. Taki kształt rynku wynika z faktu, że w Europie dominują przedsiębiorstwa pionowo zintegrowane, a więc zajmujące się zarówno wytwarzaniem, jak i działalnością sieciową a także obrotem. W Polsce w świetle zamiarów konsolidacji przedsiębiorstw elektroenergetyki, w tym również przedsiębiorstw wytwórczych z dystrybucyjnymi, istniejący już obecnie rynek konkurencyjny wytwórców przekształci się w rynek dostawców energii elektrycznej¹⁾. W artykule rozpatrzono niektóre aspekty rynku konkurencyjnego dostawców energii elektrycznej w warunkach krajowego systemu elektroenergetycznego.

Specyfika rynku dostawców

Z punktu widzenia odbiorców uczestniczących w rynku konkurencyjnym energii elektrycznej rynek dostawców nie różni się od rynku wytwórców. Odbiorca uprawniony do korzystania z usług przesyłowych, świadczonych obowiązkowo przez przedsiębiorstwa sieciowe, co jest realizacją zasady dostępu do sieci (TPA), zawiera umowę na zakup energii z dostawcą energii, którym może być wytwórca lub pionowo²⁾ zintegrowane przedsiębiorstwo

1) W tym miejscu niezbędne jest przypomnienie, że w polskim prawie energetycznym nie ma definicji „dostawcy”, co – jak się okazuje będzie chyba potrzebne, gdyż dość często spotyka się mylne łączenie tego pojęcia z pojęciem „sprzedawcy”. W nowej organizacji rynku energii sieciowej, w którym istnieje podział kosztów na koszt energii i koszt usług jej przesyłania, należy bardzo wyraźnie rozróżniać „dostawcę”, jako podmiot dostarczający fizycznie energię do sieci lub odbiorcy, od „sprzedawcy”, którym może być podmiot nie dostarczający fizycznie energii bezpośrednio odbiorcy. Oczywiście podmioty mogą być jednocześnie „dostawcami” i „sprzedawcami”, np. spółki dystrybucyjne, które dostarczają i jednocześnie sprzedają energię swoim odbiorcom.

2) Pod pojęciem przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo rozumie się przedsiębiorstwo, które zajmuje się co najmniej dwoma ogniwami cyklu pozyskiwania, przetwarzania i dostarczania energii odbiorcom. Na ogół są to przedsiębiorstwo sieciowe posiadające jednostki wytwórcze, a zatem przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii a także jej wytwarzaniem. Zwykle każde przedsiębiorstwo sieciowe dystrybucyjne zajmuje się również obrotem energią, a więc jej zakupem i sprzedażą na rzecz tzw. odbiorców taryfowych, czyli tych którzy bądź to nie są uprawnieni do korzystania z TPA bądź nie chcą z tych uprawnień korzystać. Do pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych

energetyczne, krajowe lub zagraniczne, jeśli zasada TPA dotyczyć będzie również energii dostarczanej do sieci z zagranicy³⁾.

Dla odbiorców taryfowych, którzy nie są uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych lub nie chcą z nich korzystać, rynek dostawców wprowadza pewną specyfikę, gdyż są oni zdani na dostawy energii według taryf regulowanych a regulacja działalności przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych jest obciążona większym ryzykiem regulacyjnym niż regulacja działalności przedsiębiorstw zdeintegrowanych. Jest to spowodowane tendencjami w przedsiębiorstwach pionowo zintegrowanych do skróśnego subsydiowania działalności konkurencyjnej przez działalność regulowaną w celu poprawy pozycji przedsiębiorstwa na rynku konkurencyjnym. Oczywiście zakres tego zjawiska zależy od sprawności regulacji. W takich przypadkach należy pamiętać, że zawsze istnieje przewaga informacyjna przedsiębiorstw regulowanych i nigdy sprawność regulacji, która w zasadzie zastępuje tylko mechanizmy konkurencji, nie dorówna sprawności tych mechanizmów. Na szczęście obserwuje się zjawisko tzw. samoregulacji lub konkurencji porównawczej. Otóż, jak to zaobserwowano w wielu krajach wprowadzających rynki konkurencyjne sieciowych nośników energii, przedsiębiorstwa sieciowe, które zajmują się również obrotem energią, dostosowują ceny energii w swoich taryfach do poziomu występującego na rynku konkurencyjnym, aby zniechęcić tych potencjalnych odbiorców, którzy mają zamiar kupować energię u innego dostawcy.

Dla operatora systemu przesyłowego i rynku bilansującego energii elektrycznej rynek dostawców nie wprowadza istotnych zmian, gdyż każdy dostawca będący pionowo zintegrowanym przedsiębiorstwem energetycznym i tak musi określić posiadane przez niego jednostki wytwórcze oraz miejsce i parametry dostarczania energii w systemie.

można zaliczyć również przedsiębiorstwo energetyczne, które w swojej strukturze posiada jednostkę wydobywczą paliwa pierwotnego (np. węgla brunatnego lub kamiennego). W odróżnieniu od pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw funkcjonują przedsiębiorstwa energetyczne zintegrowane poziomo, które zajmują się tego samego typu działalnością dla kilku nośników energii, np. przedsiębiorstwo dystrybucyjne energii elektrycznej i ciepła lub paliw gazowych.

3) Obecnie polskie prawo energetyczne ogranicza obowiązek świadczenia usług przesyłowych przez przedsiębiorstwa sieciowe tylko do nośników wytwarzanych w kraju. Z chwilą przystąpienia Polski do Unii Europejskiej ten obowiązek będzie rozszerzony na nośniki wytwarzane lub pozyskiwane w kraju UE.

Dostawca będący importem energii musi to samo uczynić w odniesieniu do parametrów miejsca dostarczania importowanej energii do sieci KSE.

Struktura konkurencyjnego rynku dostawców

Wymaganie poprawności działania rynku konkurencyjnego dostawców energii sieciowej nakłada ograniczenia na wielkość przedsiębiorstw uczestniczących w rynku. I w tym przypadku obowiązuje kryterium Herfindhala – Hirschmana, mówiące o tym, że suma kwadratów procentowych udziałów w rynku wszystkich jego uczestników nie powinna przekraczać 2500. Warto zwrócić uwagę, że kryterium to ma zastosowanie do obszaru rynku a nie do danego kraju. Jeśli będzie działał jednolity rynek energii elektrycznej lub gazu w skali Unii Europejskiej, to spełnienie tego wymagania jest możliwe nawet przy istnieniu dużych przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych uczestniczących w rynku, który nie ma ograniczeń zniekształcających lub uniemożliwiających obrót energią na całym obszarze rynku. Ograniczenia, które prowadzą do konieczności segmentacji rynku, owe kryteria przenoszą na rynki lokalne.

Wymagania dotyczące struktury rynku mają więc charakter dynamiczny. Dla krajowego rynku energii elektrycznej na obecnym etapie, kiedy polskie przedsiębiorstwa nie uczestniczą jeszcze w jednolitym rynku energii elektrycznej krajów Unii Europejskiej, liczba dostawców energii na rynku powinna wynosić co najmniej cztery. Po akcesji Polski do UE i utworzeniu warunków do działania jednolitego rynku owa liczba może ulec zmniejszeniu. Nie będą zagrażać mechanizmowi konkurencji dalsze konsolidacje. W procesie konsolidacji organ antymonopolowy powinien badać aktualną siłę rynkową konsolidowanych przedsiębiorstw.

W przypadku rynku konkurencyjnego dostawców mniejsze znaczenie ma struktura wewnętrzna dostawców energii. Dla rynku tylko przedsiębiorstw wytwórczych jest to istotny problem, a zwłaszcza kiedy przedsiębiorstwem wytwórczym jest jedna elektrownia z jednostkami o określonych charakterystykach techniczno-ekonomicznych. Niektórzy wytwórcy w określonym paśmie obciążenia mogą nie mieć konkurentów lub mieć pozycję dominującą (np. EI. Belchatów w podstawie obciążenia). Dostawcy mają większą elastyczność działania, gdyż mogą zarówno sprzedawać własną, jak i kupować energię od innych dostawców. W ten sposób zapewniona jest również większa płynność transakcji na rynku.

W Polsce uzyskanie prawidłowej struktury dostawców na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej wymaga aktywnej roli państwa i to na etapie przed prywatyzacją. Powinno się do tego celu wykorzystać uprawnienia właścicielskie państwa, gdyż w procesie konsolidacji po prywatyzacji zawsze należy się liczyć z dominującym wpływem inwestorów, których cele nie muszą się pokrywać z celami

polityki energetycznej Polski. Poza tym już skonsolidowane przedsiębiorstwa stanowią wyższą wartość w procesie prywatyzacji i Skarb Państwa może uzyskać większe wpływy z tytułu ich prywatyzacji. Należy podkreślić, że koszty procesu prywatyzacji skonsolidowanych przedsiębiorstw mogą być istotnie niższe dzięki mniejszej liczbie ekspertów prywatyzacyjnych i mniejszemu zakresowi negocjacji prywatyzacyjnych.

„Chiński mur” w pionowo zintegrowanych przedsiębiorstwach

Bardzo istotnym warunkiem poprawności działania rynku konkurencyjnego dostawców energii, którzy prowadzą jednocześnie działalność regulowaną, jest skuteczne rozdzielanie działalności regulowanej od rynkowej. Wytwarzanie i obrót energią w takim przedsiębiorstwie mogą być poddane w całości mechanizmowi rynku konkurencyjnego, co oznacza brak taryfowania na energię⁴⁾, a działalność sieciowa, a więc usługi przesyłania energii, muszą być poddane zaostrzonej kontroli regulacyjnej, zarówno co do kosztów, jak i jakości świadczonych usług. Naczelną zasadą musi być jednakowe traktowanie odbiorców własnych, którzy pobierają i kupują energię od tego przedsiębiorstwa, i odbiorców kupujących energię u innych dostawców i korzystających tylko z usług przesyłowych przedsiębiorstwa dostarczającego im fizycznie energię.

Realizacja „chińskiego muru” wymaga przejrzystych przepisów prawnych określających, bardziej precyzyjnie niż to jest u nas obecnie, zasady rozdzielania kosztów działalności regulowanej od konkurencyjnej, zasady separacji przepływów finansowych pomiędzy tymi rodzajami działalności a także zasady odrębnego nimi zarządzania. W ustawie – Prawo energetyczne powinny być sformułowane precyzyjne warunki, przy wystąpieniu których przedsiębiorstwo może odmówić świadczenia usług przesyłowych⁵⁾.

W celu zapewnienia poprawnego działania rynku dostawców powinny być szczególne ostre kryteria rozdzielania działalności regulowanej i konkurencyjnej w odniesieniu do przedsiębiorstwa sieciowego będącego operatorem systemu przesyłowego. W zasadzie takie przedsiębiorstwo nie powinno prowadzić żadnej innej działalności, która może ułatwiać skróśne subsydiowanie i praktyki

4) Taki sposób jest wykorzystywany w wielu krajach europejskich, m.in. przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne w Anglii i Walii, które dokonały zakupu elektrowni w ramach procesu „odchudzenia” rynkowych gigantów wytwórczych PowerGen i National Power, a ostatnio przez Austrię, która wprowadziła rynek konkurencyjny energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców z taryfowaniem tylko działalności sieciowej.

5) Jest to jeden z warunków przystosowania polskiego prawa energetycznego do wymagań Unii Europejskiej. Chodzi tutaj o art. 4 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, który określa warunki świadczenia usług przesyłowych w dość enigmatyczny sposób.

dyskryminacyjne w działalności zasadniczej, w szczególności nie powinno posiadać jednostek wytwórczych nie służących do celów zapewnienia stabilności systemu lub wymaganej jakości dostaw a także nie powinno prowadzić działalności w zakresie obrotu. W przypadku prowadzenia również działalności pozaenergetycznej, czego w zasadzie nie można całkowicie wykluczyć, „chiński mur” powinien być szczególnie szczelny i kontrolowany przez organ regulacji. Dotyczy to zwłaszcza wykorzystywania majątku sieciowego do działalności telekomunikacyjnej. Beneficjentami zysków z działalności telekomunikacyjnej powinni być również odbiorcy usług przesyłowych energii elektrycznej, a nie tylko właściciel majątku sieciowego.

W organizacji rynku dostawców warto zwrócić uwagę na sam zakres konsolidacji, czy tylko kapitałowa czy również organizacyjna. W przypadku konsolidacji tylko kapitałowej nie zawsze można uzyskać w pełni „efekt skali”, ponieważ w tak skonsolidowanej organizacji pozostaną tendencje do obrony kosztów poszczególnych jednostek i niechęć do podporządkowywania się poleceniom władz nadrzędnych racjonalizującym działanie całej firmy. Z drugiej strony pewna samodzielność jednostek organizacyjnych może wywalać impulsy do wewnętrznej konkurencji. Wybór sposobu konsolidacji, zwłaszcza w perspektywie prywatyzacji, jest zagadnieniem wymagającym optymalizacji wewnętrznej, która ma mniejsze znaczenie dla istoty konsolidacji natomiast ma duże znaczenie dla efektywności działania skonsolidowanych przedsiębiorstw. Większe efekty można uzyskać poprzez konsolidację organizacyjną a nie tylko kapitałową.

Koszty „osierocone”

Jak wiadomo obecnie koszty wytwarzania energii elektrycznej w krajowej elektroenergetyce są bardzo zróżnicowane. Dotyczy to zwłaszcza EI. Bełchatów, w której koszty paliwa są znacznie niższe od kosztów w elektrowniach na węgiel kamienny. Owe różnice powinny być uwzględnione w organizacji struktury i mechanizmach działania rynku energii elektrycznej w Polsce, gdyż są one w większości spowodowane czynnikami niezależnymi od samych przedsiębiorstw. Potrzebne jest stworzenie prostych i skutecznych mechanizmów rozliczeniowych na rynku konkurencyjnym, które kompensują owe różnice w kosztach wytwarzania energii. Próbą stworzenia takich mechanizmów w odniesieniu do skutków kontraktów długoterminowych, zawartych pomiędzy wytwórcami a PSE S.A., był System Opłat Kompensacyjnych, który jednak napotkał na trudności wdrożeniowe związane przede wszystkim z rozliczeniami podatków w relacjach kompensacyjnych. Owe rozliczenia nadal odbywają się poprzez opłaty wyrównawcze stanowiące część opłat systemowych za usługi przesyłowe świadczone przez PSE S.A.

W celu stworzenia niedyskryminacyjnych warunków działania dostawców na rynku konkurencyjnym celowe jest utworzenie specjalnego funduszu rozliczeniowego kosztów

„osieroconych”⁶⁾. Powinien on zawierać mechanizmy rozliczeń kosztów:

- kontraktów długoterminowych zawartych przed utworzeniem rynku,
- ochrony środowiska (przy ewentualnym wykorzystaniu mechanizmów tzw. handlu emisjami zanieczyszczeń),
- obowiązkowego wytwarzania lub zakupu energii odnawialnej i wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem⁷⁾,
- różnic w kosztach transportu węgla, jeśli państwo nałoży preferencje zakupu paliwa krajowego.

W celu stworzenia poprawnie działającego rynku dostawców energii elektrycznej niezbędne jest uporządkowanie rynku węgla kamiennego dla energetyki. Wykorzystywanie energetyki do pośredniego subsydiowania górnictwa poprzez właścicielskie oddziaływanie państwa na ceny węgla powoduje ograniczenie mechanizmów konkurencyjnych na tym rynku. Obecnie cena węgla wskaźnikowego zalecana na 2001 r. przez Ministra Gospodarki była wyższa od ceny FOB na rynku światowym i nie ma podstaw ekonomicznych, aby w najbliższej przyszłości ta cena mogła być podwyższana.

Rynek dostawców nie stanowi więc istotnej zmiany w filozofii wprowadzania konkurencji do obrotu energią siecią, w szczególności energią elektryczną. Wymaga natomiast precyzyjniejszego prawa i silniejszej pozycji organu regulacyjnego w obszarze działalności przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych, która nie poddaje się mechanizmom konkurencji.



Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Promowania Konkurencji URE

6) Czyli takich, które nie są zależne od efektywności przedsiębiorstw i których nie da się odzyskać na rynku konkurencyjnym.
7) W tym miejscu warto zauważyć, że rozliczenie różnic w kosztach obowiązków nałożonych przez państwo powinno odbywać się w niedyskryminacyjny sposób, a więc w sposób scentralizowany, co nie jest niestety realizowane w obecnych przepisach prawa energetycznego.

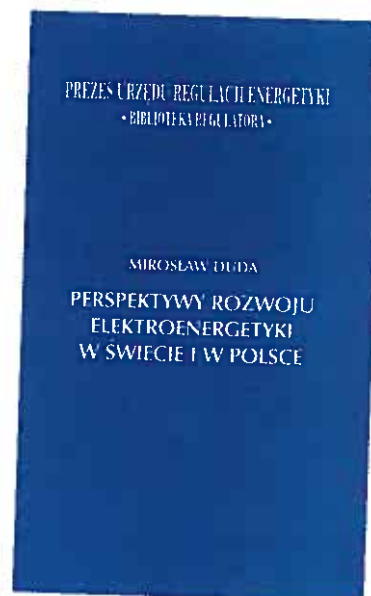
Biblioteka Regulatora

„**Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce**” to tytuł trzeciego już tomu z serii wydawniczej **Biblioteka Regulatora**, zainicjowanej i adresowanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do kręgu decydentów politycznych i gospodarczych, środowiska naukowego, przedstawicieli izb towarzystw energetycznych z zamiarem stworzenia platformy do dyskusji o dylematach i refleksjach zrodzonych na kanwie praktyki regulacyjnej dotyczącej sektora energetycznego.

Dotychczas w **Bibliotece Regulatora** ukazały się „Prawo energetyczne. Zbiór Przepisów”, przygotowane przez Ryszarda Taradejnę, dyrektora Biura Prawnego URE oraz „Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce” autorstwa prof. Jana Czekaja, specjalisty w zakresie zarządzania finansami przedsiębiorstw i rynku kapitałowego.

Kolejna pozycja to autorska próba przedstawienia problemów rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce i na świecie z uwzględnieniem specyfiki okresu transformacji. Książka dr. Mirosława Dudy, doradcy Prezesa URE, zawiera poglądy, niekiedy odbiegające od przedstawianych w takich dokumentach jak np. „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku” i stanowi swego rodzaju zaproszenie do merytorycznej dyskusji nad problemami polskiej elektroenergetyki oraz propozycję weryfikacji przyjętych koncepcji kierunków jej rozwoju. Autor, który jest cenionym ekspertem nie tylko w środowisku energetyków, postawił sobie w tej publikacji zadanie przybliżenia Czytelnikowi spraw związanych nie tylko ze specyfiką sektora elektroenergetycznego w Polsce, lecz również z transformacją rynkową całej naszej gospodarki oraz infrastruktury energetycznej, która obecnie dokonuje się także w wielu innych krajach.

„Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce”, podobnie jak i tomy wcześniej opublikowane w serii **Biblioteka Regulatora** są dostępne na stronie internetowej pod adresem: <http://www.ure.gov.pl>.



Rozbudowa Elektrociepłowni Rzeszów S.A.



16 listopada 2001 r. na terenie Elektrociepłowni Rzeszów jej Prezes, Grzegorz Gilewicz (na zdjęciu) w obecności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – Leszka Juchniewicza wmurował kamień węgielny pod blok gazowo-parowy. Inwestycja będzie kosztowała 365 mln zł, a pieniądze pochodzą z Eko – Funduszu, Ministerstwa Środowiska, Banku Ochrony Środowiska i środków własnych Elektrociepłowni. Jak zapewniali przedstawiciele głównego wykonawcy, blok zostanie oddany do użytku w styczniu 2003 r. i będzie jednym z najnowocześniejszych na świecie.

2		POLECENIE PRZELEWU		A
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:

Oplata za Biuletyn URE.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		D
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:

Oplata za Biuletyn URE.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		B
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:

Oplata za Biuletyn URE.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

2		POLECENIE PRZELEWU		C
W ciężar rachunku		Na dobro rachunku		
Nazwa dłużnika:		Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64		
w (Banku)		w (Banku): NBP O/O Warszawa		
Nr rachunku:		Nr rachunku: 58101010100028732231000000		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:

Oplata za Biuletyn URE.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

Zamówienie – Biuletyn URE – 2002	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	
	nr.:
Miasto:	
	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: - - - - -	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p>.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

Zamówienie – Biuletyn URE – 2002	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	
	nr.:
Miasto:	
	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: - - - - -	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p>.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

**„Biuletyn
Urzędu Regulacji Energetyki”**

zawiera m.in.:

- wykaz przedsiębiorstw ubiegających się o udzielenie koncesji,
- zestawienie udzielonych koncesji,
- zestawienie zatwierdzonych taryf,
- adresy komisji kwalifikacyjnych,
- akty wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne,
- informacje o sporach rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu,
- artykuły o pracach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

* * * * *

**Warunki prenumeraty w roku 2002
dwumiesięcznika:
„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”**

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie.

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów x 15 zł za 1 egz.) wynosi 90 zł, 2 egz. odpowiednio 180 zł.

Dwumiesięcznik będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.

WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU PRENUMERATY WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ODPOWIEDNIĄ ILOŚĆ EGZEMPLARZY.

Prosimy o czytelne wypełnienie WSZYSTKICH rubryk kuponu prenumeraty.

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

Egzemplarze archiwalne poza numerem 1/98, są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa, tel.: (022) 661 62 22, fax: (022) 661 62 24.

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Traktat Karty Energetycznej – podpisany w Lizbonie 17 grudnia 1994 r. jest podsumowaniem dyskusji wokół Europejskiej Karty Energetycznej oraz rozwinięciem jej deklaracji politycznych.

Traktat jest pierwszym gospodarczym porozumieniem, którego sygnatariuszami zostały wszystkie kraje byłego Związku Radzieckiego, kraje Europy Środkowo-Wschodniej oraz członkowie Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (z wyjątkiem USA, Kanady, Meksyku oraz Nowej Zelandii). Na mocy Traktatu powstał Sekretariat i Konferencja Karty Energetycznej. Konferencja zbiera się zwykle dwa razy do roku dla omówienia i zatwierdzenia przygotowanych dokumentów. Pomiedzy obradami Konferencji działają Grupy Robocze i Sekretariat. Obecnie funkcjonują trzy stałe Grupy robocze Konferencji:

1. Grupa Robocza ds. traktatu uzupełniającego,
2. Grupa Robocza ds. handlu,
3. Grupa Robocza ds. tranzytu.

Traktat Karty Energetycznej ma tę zaletę, że ułatwia osiągnięcie długoterminowej stabilizacji, która jest szczególnie ważna dla inwestorów. Gwarantuje on bowiem bezpieczeństwo działań i dostaw oraz przykładą szczególną wagę do zagadnień ochrony środowiska. Akt ten jest nie tylko instrumentem prawa międzynarodowego, ale także w związku z podpisaniem go przez kilkadziesiąt państw, politycznym faktem. Jego sygnatariuszami mogą zostać wszystkie kraje, które opowiadają się za otwartym, nie dyskryminującym zagranicznych podmiotów, rynkiem energetycznym. Celem traktatu jest m.in. promowanie nowego modelu długoterminowej współpracy w dziedzinie energii, opartej na zasadach gospodarki rynkowej, wzajemnej pomocy, równości szans inwestorów krajowych i zagranicznych, a także rozstrzyganie sporów między stronami Traktatu, bądź też krajami i inwestorami.

Strony Traktatu zobowiązały się do podjęcia niezbędnych kroków dla ułatwienia tranzytu materiałów i produktów energetycznych, zgodnie z zasadami wolnego tranzytu i bez różnic z uwagi na ich pochodzenie, przeznaczenie lub prawo własności. Państwa zobowiązały się także do współpracy w zakresie modernizowania środków transportu energii, ich rozwoju i eksploatacji w przypadku, gdy obsługuje więcej niż jeden kraj, a także do podejmowania przedsięwzięć służących łagodzeniu skutków przerw w dostawach materiałów i produktów energetycznych.

Zgodnie z protokołem dodatkowym, jednym z priorytetów Traktatu Karty Energetycznej jest promowanie efektywności energetycznej jako poważnego źródła oszczędności energii. Taka polityka umożliwia zmniejszenie negatywnych oddziaływań systemów energetycznych na środowisko jak również określa wytyczne do opracowania programów efektywności energetycznej, wskazuje obszary współpracy oraz wyznacza ramy dla przygotowania wspólnego i skoordynowanego działania. Polska ratyfikowała Traktat w 2000 r.

(P. S.)

Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energetyki (ERRA) – utworzone w czasie IV Dorocznej Konferencji Regulatorów Energetyki Krajów Europy Centralnej i Wschodniej oraz Eurazji, która odbyła się w Bukareszcie w dniach 11-13 grudnia 2000 r. Do stowarzyszenia, o charakterze „not-for-profit”, przy-

stąpiły organy regulacji energetyki z 15 krajów Europy Centralnej i Wschodniej oraz Wspólnoty Niepodległych Państw, tj.: Albanii, Armenii, Bułgarii, Estonii, Gruzji, Kazachstanu, Kirgizji, Litwy, Łotwy, Moldawii, Polski, Rumunii, Rosji, Ukrainy i Węgier. Członkiem stowarzyszonym ERRA jest Amerykańskie Stowarzyszenie Regulatorów (NARUC) natomiast wsparcie finansowe jest udziałem Amerykańskiej Agencji Rozwoju Międzynarodowego (USAID).

Celem ERRA jest wymiana informacji i doświadczeń w zakresie regulacji energetyki w krajach transformujących swą gospodarkę i wprowadzających rynkową reformę energetyki, jak również zwiększenie dostępu do wiedzy na temat regulacji oraz promocji szkoleń z tego zakresu w państwach regionu.

W ramach ERRA działają merytoryczne grupy robocze, tj. Komitet ds. Taryf i Cen oraz Komitet Koncesyjny i Konkurencji.

(P. S.)

Amerykańskie Stowarzyszenie Regulatorów (NARUC)

– Amerykańskie Stowarzyszenie Regulatorów (The National Association of Regulatory Utility Commissioners – NARUC) jest organizacją non-profit założoną w 1889 r. Stowarzyszenie to skupia organizacje rządowe zaangażowane w regulację przedsiębiorstw energetycznych, wodnych oraz telekomunikacyjnych prowadzących swoją działalność w 50 stanach oraz Dystrykcie Columbia, Puerto Rico oraz Wyspach Dziewiczych.

Głównym zadaniem Stowarzyszenia jest regulacja przedsiębiorstw energetycznych, zgodnie z prawem stanowym, kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców, współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych, publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii oraz zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej.

(P. S.)

Europejska Rada Regulatorów Energetyki (CEER)

Europejska Rada Regulatorów Energetyki (The Council of European Energy Regulators – CEER) została formalnie ukonstytuowana 7 marca 2000 r. i skupiła w swoich szeregach 15 Regulatorów z państw Unii Europejskiej, tj.: Austrii, Belgii, Danii, Finlandii, Francji, Grecji, Holandii, Hiszpanii, Irlandii, Luksemburga, Norwegii, Portugalii, Szwecji, Włoch i Wielkiej Brytanii.

Do głównych zadań Rady należy m.in. ulepszanie norm i metod regulacji energetyki w krajach członkowskich, ujednolicanie harmonogramów otwarcia rynków energii elektrycznej i gazu, ujednolicanie wymagań w odniesieniu do TPA czy też określenie zakresu działania regulatorów w formułowaniu ogólnych warunków prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne (stanowienie taryf).

Rada Regulatorów bardzo ściśle współpracuje z Dyrektariatem ds. Energii i Transportu (DGTREN) Komisji Europejskiej, jak również ze stanowymi urzędami regulacyjnymi USA oraz krajów aspirujących do członkostwa w Unii Europejskiej. W ramach CEER działają merytoryczne grupy robocze m.in. ds. gazu, środowiska i taryf, jakości i bezpieczeństwa dostaw oraz porównywania cen.

(P. S.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI