

NR 6
2000

2 listopada 2000

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m. in.:

- Stanowisko Prezesa URE w sprawie strategii prywatyzacji sektora energetycznego
- Ceny w sektorze a inflacja
- Rozporządzenia przyłączeniowe – ciepło, paliwa gazowe, energia elektryczna
- Regulacja w Unii Europejskiej

Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

Prezes	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
Wiceprezes	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
Dyrektor Generalny	tel. 66-16-102 fax 66-16-106
Sekretariat Urzędu	tel. 66-16-107 fax 66-16-106
Departament Koncesji	tel. 66-16-306 fax 66-16-319
Departament Nadzoru i Kontroli Jakości	tel. 66-16-232 fax 66-16-225
Departament Taryf	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
Departament Planów i Analiz	tel. 66-16-238 fax 66-16-235
Biuro Prawne	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
Biuro Informatyki	tel. 66-16-163 fax 66-16-177
Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji	tel. 66-16-222 fax 66-16-224
Biuro Współpracy Zagranicznej i Integracji Europejskiej	tel. 66-16-315 fax 66-16-321
Biuro Kadr, Szkolenia i Organizacji	tel. 66-16-116 fax 66-16-137
Biuro Administracyjno-Budżetowe	tel. 66-16-155 fax 66-16-177

Urząd Regulacji Energetyki

e-mail: ure@ure.gov.pl

adres internetowy: www.ure.gov.pl

OD REDAKCJI

Szanowni Czytelnicy!

Na wielu spotkaniach energetyków Regulatorowi zadawane są pytania na temat strategii prywatyzacji elektroenergetyki i jej znaczenia w głębokiej restrukturyzacji sektora. Natomiast odbiorców energii i paliw gazowych bardziej interesuje wpływ decyzji taryfowych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na procesy inflacyjne w gospodarce narodowej. Czy rzeczywiście stanowienie cen, stawek opłat i warunków ich stosowania w krajowej energetyce przyniosły impuls inflacyjny? Zachęcamy do przeczytania odpowiedzi dr. Leszka Juchniewicza, odpowiedzialnego za równowagę, skądinąd sprzecznych, interesów przedsiębiorstw i konsumentów.

Sygnalizowane w poprzednim numerze Biuletynu prace legislacyjne przyniosły do tej pory cztery akty wykonawcze do znowelizowanej 26 maja br. ustawy – Prawo energetyczne. Rozporządzenia Ministra Gospodarki, w pełnym brzmieniu, prezentujemy w tradycyjnym dziale zagadnień prawnych. Zarazem rezerwujemy miejsce, w następnym numerze, na kolejne rozporządzenia taryfowe dla ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych.

W Hadze odbyło się spotkanie regulatorów europejskich, o którym informujemy w dwóch tekstach. Dr Mirosław Duda pisze w swoim felietonie o wdrażaniu Dyrektywy Elektrycznej oraz problemach występujących w procesie wprowadzania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Polsce i krajach Unii Europejskiej. W dziale informacje i komunikaty zamieszczamy dalsze szczegóły haskiej konferencji.

Agnieszka Głukowska-Sobol i Małgorzata Wesółowska przedstawiają sprawozdanie z trzeciego seminarium z cyklu „Warsztaty Regulatora”, na którym poruszone zostały prawne problemy regulacji w elektroenergetyce na tle zobowiązań wiążących się z integracją Polski z Unią Europejską.

Ponadto zapraszamy Państwa do naszej stałej wkładki, w której podajemy m.in. wykaz kolejnych taryf dla ciepła i energii elektrycznej oraz zestawienia koncesji zatwierdzonych przez Prezesa URE. Wszystkim zainteresowanym podtrzymaniem z nami kontaktów w 2001 r. przedstawiamy kupon oraz warunki prenumeraty Biuletynu na przyszły rok.

Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji

SPIS TREŚCI

Stanowisko Prezesa URE
w sprawie strategii prywatyzacji
sektora energetycznego 2

Kształtowanie cen w sektorze
energetycznym a inflacja.
Rekomendacje
dla polityki gospodarczej 5

Prawo energetyczne
– rozporządzenia... 9

Prawne podstawy regulacji
w elektroenergetyce
a zobowiązania
międzynarodowe 34

Regulacja i rozwój rynku
energii elektrycznej
w krajach Unii Europejskiej 38

Informacje i komunikaty 41

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: Studio Literka, ul. Walecznych 61, 03-920 Warszawa, tel./fax 671 73 51. Oddano do druku 25 października 2000 r.

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

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



**PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

dr Leszek Juchniewicz

STANOWISKO

w sprawie

STRATEGII PRYWATYZACJI SEKTORA ENERGETYCZNEGO

O konieczności zmian w działaniach prywatyzacyjnych polskiej energetyki przesądza kilka okoliczności. Większość z nich ujawniała się i nadal ujawnia wraz z rzeczywistym przebiegiem tego procesu, a zatem nie mogła być przewidziana na etapie formułowania założeń programu prywatyzacji. Choć zasadnicze zręby tego programu mają już blisko dwuletnią historię, to w okresie ostatniego roku zmieniały się wyłącznie terminy kolejnych prywatyzacji a nie istota i podstawowe założenia samej koncepcji prywatyzacji. Innymi słowy, nie tylko dotychczasowe doświadczenia z przebiegu prywatyzacji w energetyce, ale także sam upływ czasu upoważniają i skłaniają do refleksji nad zaplanowanymi wcześniej działaniami, rozważanymi i przygotowywanymi w dość odmiennych uwarunkowaniach, tak wewnętrznych, jak i zewnętrznych.

Pojawiły się nowe okoliczności, związane przede wszystkim z aktualnymi priorytetami polityki gospodarczej, wynikające z oceny najważniejszych makroekonomicznych trendów w gospodarce w 2000 r. i przyjętego przez rząd we wrześniu br. programu działań antyinflacyjnych. Jest to niezwykle istotna okoliczność, bowiem sprzyja powiązaniu działań prywatyzacyjnych z makroekonomiczną polityką rządu. Tylko w ten sposób można nadać właściwy kontekst działaniom prywatyzacyjnym. Idzie bowiem o to, by w większym stopniu była ona narzędziem pożądaných zmian w gospodarce a nie wyłącznie celem samym w sobie. I choć w przeszłości taki charakter prywatyzacji wielokrotnie deklarowano, to jednak realizacja tego hasła pozostawiała sporo do życzenia.

Dziś stoimy w obliczu kolejnej szansy, tym ważniejszej, bo związanej z prywatyzacją sektora o szczególnym znaczeniu społeczno-gospodarczym. Podobnie jak wojsko, sektor energetyczny decyduje o szeroko rozumianym bezpieczeństwie narodowym, jego zaś współpraca z innymi działami gospodarki przesądza o poziomie wydajności, wielkości produkcji, liczbie miejsc pracy, a także efektywności gospodarowania tak w skali sektora, jak i całej gospodarki. A zatem jego prywatyzacja musi te kwestie uwzględniać, a w konsekwencji także być prowadzona według nieco odmiennych zasad i priorytetów, niż można by to czynić w innych dziedzinach gospodarki. Co więcej – priorytety te z reguły nie mają charakteru dogmatycznego, a zatem powinny być poddawane permanentnej rewizji.

I wreszcie kolejna istotna okoliczność dla zmiany paradygmatu prywatyzacji w energetyce to – nowelizacja Prawa energetycznego z 26 maja 2000 r. Na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, w art. 9 ust. 3 nałożono obowiązek zakupu energii elektrycznej m.in. wytwarzanej w skojarzeniu. Oznacza to szczególnie rodzaj uprzywilejowania, którego beneficjentami będą inwestorzy zakupujący od Skarbu Państwa akcje elektrociepłowni. Aktualnie wytwarzają one ponad 13% energii elektrycznej (elektrownie na węglu brunatnym – ok. 37%, a na węglu kamiennym – ok. 49%). W wytwarzaniu ciepła udział elektrociepłowni w porównaniu z energetyką zawodową jest dominujący i wynosi ponad 78%. Nieuwzględnienie w dotychczasowym programie prywatyzacji energetyki nowego uprzywilejowania elektrociepłowni, umacnia ich monopol na lokalnych rynkach ciepłowniczych, stwarza dodatkowy handicap w sprzedaży energii elektrycznej (zarówno do Krajowego Systemu Energetycznego, jak i na rynkach lokalnych), a także może pogorszyć możliwości prywatyzacyjne elektrowni systemowych.

Powyższe okoliczności w różnym stopniu i z różną siłą mogą skłaniać poszczególnych uczestników procesu prywatyzacji energetyki do podjęcia działań korekcyjnych koncepcji prywatyzacji. Nie ulega też wątpliwości, iż wielu spośród nich nie tylko nie wykaże żadnego zainteresowania nowymi, istotnymi przesłankami dla tego procesu, ale będzie przeciwno jakimkolwiek zmianom. Odczytują je bowiem jako próbę naruszenia swego status quo, co z pewnością przysporzy dodatkowej pracy, spotęguje stan niepewności w wywiązaniu się z własnych obowiązków (np. zapewnienie budżetowi państwa przewidywanych przychodów lub utrzymania budżetowej równowagi), naruszy materialne interesy załóg i kadry kierowniczej. Należy zwrócić uwagę na opiniotwórczą rolę tych ostatnich a także ich determinację. W wielu przypadkach to kadra kierownicza jest promotorem prywatyzacji macierzystej spółki, to pod jej wpływem tworzy się koncepcję prywatyzacji, to ona generuje programy inwestycyjne, widzi w prywatyzacji, i dlatego o nią zabiega, szansę na ucieczkę spod jurysdykcji państwowego właściciela.

Wiedza o rzeczywistych postawach, motywach i oczekiwaniach związanych z prywatyzacją powinna zostać wykorzystana dla budowy pragmatycznej koncepcji prywatyzacji sektora energetycznego, ukierunkowanej na osiągnięcie

celów społeczno-gospodarczych określonych w polityce gospodarczej rządu. Minister Gospodarki realizuje zadania związane z:

- zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- ustaleniem i wprowadzeniem rynkowych zasad funkcjonowania sektora energetycznego,
- koordynowaniem całości polityki gospodarczej, w tym także programu przeciwdziałania inflacji.

Trzeba zatem dokonać pewnych modyfikacji w programie prywatyzacji energetyki, doprowadzając w pierwszej kolejności do takich zmian w jej harmonogramie, by czytelnymi stały się gospodarcze cele rządu, by potwierdzić instrumentalny charakter prywatyzacji, by zaprzeczyć populistycznej demagogii o „wyprzedaży majątku narodowego”, by wzmocnić pozycję Skarbu Państwa jako oferenta akcji na rynku kapitałowym i wobec zagranicznych inwestorów.

Jedną z ważniejszych kwestii, przez pryzmat której ocenia się tak celowość prywatyzacji, jak i jej przebieg, jest sekwencja sprzedaży akcji przedsiębiorstw energetycznych podsektora wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji. Brakuje tu wyraźnie określonych priorytetów. Jednoczesna niemal prywatyzacja źródeł wytwarzania energii i sieci rozdzielczych nie pozwala przede wszystkim na właściwą realizację zadań związanych z wprowadzaniem mechanizmów rynkowych do energetyki. Na domiar złego, nie tylko rozprasza stosunkowo skromny potencjał prywatyzacyjny (tak ludzki, jak i finansowy), ale też implikuje a priori negatywne oceny zamierzeń prywatyzacyjnych. Wysoka koncentracja podaży akcji różnych rodzajów przedsiębiorstw energetycznych, osłabia pozycję sprzedającego i wzmacnia przetargową pozycję inwestorów, daje też asumpt do szerzenia ocen o niekompetencji prywatyzatorów i pośpiesznej wyprzedaży za „bezcen”.

Uwzględniając zarówno immanentną podatność poszczególnych podsektorów na wprowadzenie doń mechanizmów rynkowej konkurencji, a także występujący powszechnie w Europie (również Centralnej, jak i Wschodniej) wysoki potencjał zdolności wytwórczych i tym samym – nadwyżkę mocy zainstalowanej nad wykorzystywaną, należałoby w pierwszej kolejności, i to z bardzo wyraźnym priorytetem i w szybkim tempie, prywatyzować podsektor wytwarzania, poczynając od źródeł systemowych a nie lokalnych.

Proces prywatyzacji elektrowni systemowych powinien być wewnętrznie zharmonizowany i podporządkowany założeniom budowy i prawidłowego funkcjonowania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej. Rynek konkurencyjny nie będzie bowiem działał prawidłowo przy dominującym udziale jednego właściciela (inwestora), zwłaszcza jeśli tym inwestorem jest Skarb Państwa. W takim układzie brakuje nie tylko potencjalnych konkurentów, ale też permanentnie dochodzi do konfliktu pomiędzy funkcjami właścicielskimi a funkcjami regulacyjnymi państwa (pomimo ich formalnego rozdzielenia i przyporządkowania różnym ministrom). Konieczna jest zatem szybka prywatyzacja przedsiębiorstw wytwórczych, które mają być podmiotami na rynku konkurencyjnym. Pozwoli to na przyspieszenie uzyskania z prywatyzacji energetyki korzyści gospodarczych i społecznych.

Takich korzyści nie jest w stanie wygenerować prywatyzacja sieci rozdzielczych. Działalność gospodarcza w tym zakresie nie jest predestynowana do urynkwienia (przynajmniej w dającej się przewidzieć przyszłości). Oznacza to, że będzie nadal podlegać regulacji, zgodnie z zasadami określonymi w Prawie energetycznym i w rozporządzeniach Ministra Gospodarki. Nie ma zatem istotnych powodów, by już dziś wystawiać ten sektor na sprzedaż. Tym bardziej, że nie jesteśmy w stanie, póki co, właściwie wycenić rynkowej wartości tych przedsiębiorstw. Z pewnością w ciągu najbliższych 2 – 3 lat wzrośnie ona niewspółmiernie, za sprawą upowszechniania się zasady TPA, a apogeum swojej wartości osiągnie z końcem 2005 r. wraz z objęciem tą zasadą wszystkich odbiorców energii elektrycznej. Nie bez znaczenia dla wartości spółek dystrybucyjnych jest też zapewne przewidywany postęp techniczny i wdrażane aktualnie innowacje techniczne, stwarzające zupełnie nowe możliwości świadczenia za pośrednictwem sieci rozdzielczych innych rodzajów usług, niż tylko związanych z dostawą energii elektrycznej. Odroczenie prywatyzacji spółek dystrybucyjnych miałoby dodatkowy walor w postaci stworzenia możliwości przeprowadzenia przedsięwzięć energooszczędnych, zarówno w dystrybucji, jak i u odbiorców. Reasumując – prawdziwa wartość i atrybuty działalności dystrybucyjnej ujawniają się dopiero w niedalekiej przyszłości.

W rozważaniach o zakresie, sekwencji i tempie prywatyzacji energetyki, abstrahując od innych, niemniej ważnych zagadnień koniecznych do przedyskutowania w nieco późniejszym terminie, wypada zwrócić szczególną uwagę na jeszcze dwie okoliczności. Są one zwykle marginalizowane lub zgoła nie dostrzegane. Pierwsza z nich dotyczy prywatyzacji energetyki w kontekście naszej integracji z Unią Europejską, druga zaś – zasad cenotwórstwa obowiązujących w energetyce i ich implikacji dla odbiorców energii elektrycznej.

W procesie akcesyjnym z Unią Europejską często eksponuje się konieczność upodobnienia naszych rozwiązań organizacyjno-funkcjonalnych w gospodarce (w tym także w energetyce) do obowiązujących w Unii. Trzeba wyraźnie podkreślić, iż takiego energetycznego standardu europejskiego po prostu nie ma. Wręcz odwrotnie – każdy kraj Unii Europejskiej charakteryzuje się własnymi, autonomicznymi rozwiązaniami w tym zakresie a ustawodawstwo Unii tej autonomii nie narusza i w nią nie ingeruje. Obserwujemy ogromną różnorodność sektora energetycznego. Każda z istotnych dla reformowania sektora energetycznego kwestii, taka jak np. wyodrębnienie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz obrotu; dostęp do sektora i rynku energii; a także własność środków produkcji, jest różnie rozwiązywana w różnych krajach. Pomijając dwa kraje, Wielką Brytanię i Niemcy, udział państwowej własności w sektorze elektroenergetycznym grubo przekracza 50%, z reguły koncentrując się na poziomie 70 – 90%. Także w odniesieniu do stopnia

liberalizowania handlu energią, to wspólne decyzje unijne otwierają ten rynek zaledwie w 34% w 2005 r., podczas gdy Polska zamierza osiągnąć nieco większy stopień liberalizacji (36%) już w 2003 r., a 100% otwartość rynku – zaledwie trzy lata później (2006 r.).

Należy też bardzo poważnie odnieść się do pesymistycznych dla nas prognoz dotyczących zagrożeń naszych narodowych interesów. Nadwyżka mocy i spadek cen energii elektrycznej w krajach UE (a taką tendencję daje się już zauważyć), przy zintegrowanym systemie przesyłu energii może skazać polskie źródła wytwarzania energii na konkurencyjny dyskomfort a nawet likwidację. Możliwe antidotum w tej sytuacji – to ucieczka do przodu, szybka prywatyzacja elektrowni systemowych i tym samym – przyspieszenie edukacji w zakresie skutecznego działania na konkurencyjnym rynku europejskim.

Reformowanie sektorów energetycznych w krajach europejskich, postępująca ich integracja, zarówno krajów, jak i systemów sieciowych, najprawdopodobniej zmieni, i to w miarę szybko, treść kategorii bezpieczeństwa energetycznego. Z dużą dozą pewności można stwierdzić, iż będzie ono pochodną konkurencji w skali rynku europejskiego (a nie wyłącznie lokalnego, krajowego), pod kontrolą narodowych regulatorów.

Dotychczasowy sposób prowadzenia prywatyzacji sektora energetycznego zupełnie nie uwzględnia odmienności zasad kształtowania cen energii i usług związanych z jej dostawą, obowiązujących w tym sektorze, zgodnie z Prawem energetycznym. Minister Skarbu prywatyzuje ten sektor stawiając identyczne wymagania inwestorom jak w branżach działających na rynkach konkurencyjnych. Nakładając na inwestorów obowiązek podwyższenia kapitału w spółkach energetycznych, określając tzw. pakiety inwestycyjne i środowiskowe, nie przeciwdziałając także wygórowanym żądaniom załóg materializujących się z kolei w tzw. pakiecie socjalnym, Minister Skarbu generuje zobowiązania inwestorów, które będą oni chcieli uznać za koszty uzasadnione i odzyskać w ustalonych przez przedsiębiorstwa taryfach. Taka sytuacja będzie występować w sektorach poddanych regulacji, a zwłaszcza taryfowaniu. Inaczej sprawa może wyglądać w sektorze wytwarzania, który w niedługim czasie powinien zostać zwolniony z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Jeśli sektor ten zacznie działać zgodnie z zasadami konkurencji, to zwrot na zainwestowanym kapitale będzie pochodną efektywnego działania na rynku a nie rezultatem wzrostu cen ujętych w taryfie. Jest to kolejny argument za szybką prywatyzacją sektora wytwarzania energii i odłożeniem w czasie prywatyzacji sektorów sieciowych. Niech sektor wytwarzania, za sprawą nakładów inwestorów, rozwija się na ich ryzyko a nie ryzyko odbiorców energii, jak ma to miejsce dotychczas.

Powyższe argumenty przemawiające za zmianą koncepcji i praktyki prywatyzacji, nie wyczerpują listy problemów i dylematów, które należałoby rozważyć, przedyskutować i rozstrzygnąć. Nie ulega jednak wątpliwości, iż asumpt do zmian dają rekomendacje zawarte w niniejszym opracowaniu. Jeśli zaakceptowany zostanie ten sposób myślenia i zasygnalizowane tu obawy i potrzeby, to warto podjąć się trudu opracowania nowej wizji prywatyzacji polskiej energetyki.

Warszawa, dnia 25 września 2000 r.



Instalacja kopalni gazu ziemnego PGNiG S.A.

KSZTAŁTOWANIE CEN W SEKTORZE ENERGETYCZNYM A INFLACJA. REKOMENDACJE DLA POLITYKI GOSPODARCZEJ.

dr Leszek Juchniewicz

1. Zasady ustalania cen w energetyce: W sektorze energetycznym nowy sposób cenotwórstwa, tj., zatwierdzenie taryf przedsiębiorstw energetycznych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, został wprowadzony w życie od 1999 roku (energia elektryczna i ciepło), a w przypadku gazu od 2000 roku. Obowiązujące w energetyce do 1999 roku ceny urzędowe stanowione były głównie na podstawie przesłanek makroekonomicznych, w związku z czym przychody były oderwane od poziomu i struktury ponoszonych kosztów. Istotą nowej formuły regulacji cen jest uwzględnianie przede wszystkim przesłanek mikroekonomicznych, to znaczy techniczno-ekonomicznych warunków funkcjonowania poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych i wynikających stąd kosztów uzasadnionych prowadzonej działalności. Wśród nich najistotniejsze znaczenie mają: koszty paliwa, amortyzacja, koszty finansowe, koszty eksploatacji i remontów w tym koszty usług obcych oraz koszty zatrudnienia. I tak np.: udział kosztów paliwa w łącznych kosztach wytwarzania energii elektrycznej stanowi około 50%, udział amortyzacji w łącznych kosztach wytwarzania wynosi około 18%, wynagrodzeń i świadczeń około 6%, przy przeciętnym wynagrodzeniu u wytwórców energii elektrycznej na poziomie 3400 złotych, zaś udział usług obcych w łącznych kosztach PSE S.A. kształtuje się na poziomie 18%. Zmiana zasad stanowienia cen w energetyce, a w szczególności w ciepłownictwie, spowodowała większe niż dotychczas przestrzenne i podmiotowe zróżnicowanie wysokości cen i stawek opłat. Znacznemu zróżnicowaniu uległy również terminy wprowadzania ich w życie, co znacząco oddziaływało na relatywnie niższe wielkości średnioroczne wzrostu cen.

2. Kształtowanie i kalkulacja taryf: Koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie opracowują swoje taryfy na podstawie zasad określonych przez Ministra Gospodarki w porozumieniu z Ministrem Finansów i przedstawiają je do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. Wszystkie rozporządzenia taryfowe określały dopuszczalny wzrost cen i stawek opłat (tzw. pułap cenowy) dla pierwszych taryf w wysokości znacznie przekraczającej stopę inflacji roku poprzedniego. I tak, w ciepłownictwie dopuszczono wzrost 15%, w elektroenergetyce – 13% a dla gazownictwa przyjęto 12,5%. Jednocześnie rozporządzenia taryfowe dają możliwość znacznie wyższych wzrostów cen niż wymienione. I tak w ciepłownictwie, w przypadku historycznych strat na

działalności, można podnieść ceny do poziomu zapewniającego dodatni wynik finansowy (czyli wzrost niemal nie ograniczony). Z kolei w gazownictwie, na kolejne lata taryfowania, wprowadzono mechanizm wzrostu cen 12,5% ponad stopę inflacji.

Energia elektryczna

Pierwsze taryfy dla spółek dystrybucyjnych, Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., a także większych elektrowni i elektrociepłowni zawodowych zostały zatwierdzone w marcu i kwietniu 1999 roku. Przeciętny wzrost cen w tych taryfach nie przekroczył 13%. Średnioroczny wzrost cen energii elektrycznej w 1999 roku wyniósł 10,7% (dane GUS).

Na skutek znaczącej podwyżki ceny węgla kamiennego wskaźnikowego dla energetyki zawodowej (o około 17%), która miała miejsce na początku 2000 roku, wytwórcy energii elektrycznej wystąpili z wnioskami o korekty taryf. Wzrost cen węgla kamiennego, z ok. 116 zł/t do 134 zł/t wynikał bezpośrednio z założeń rządowego programu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego. Prezes URE zatwierdził korekty cen energii elektrycznej dla wytwórców w wysokości od 3 do 5%, a więc niższe niż to wynikało z przeniesienia kosztów paliwa.

Od początku 2000 roku przedsiębiorstwa energetyki zawodowej występują z wnioskami o zatwierdzenie drugiej taryfy. Proponowany w nich średni wzrost cen i stawek opłat jest zróżnicowany i w niektórych przypadkach przekracza nawet 35%. Jednakże z uwagi na wymaganą ustawą *Prawo energetyczne* konieczność równoważenia interesów przedsiębiorstw odbiorców średnie wzrosty cen dla poszczególnych grup odbiorców zostały zatwierdzone w wysokości od 8% do 14%, przy czym przekroczenie poziomu inflacji było dopuszczalne w dokumencie rządowym „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku”, przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 22.02.2000 r.

Możliwość dalszego ograniczania wzrostu cen była limitowana przez czynniki obiektywne, na które Prezes URE nie miał bezpośredniego wpływu. Zaliczyć do nich trzeba obok wzrostu cen paliwa wzrost kosztów finansowych i wzrost amortyzacji, wynikający głównie z nakładów na inwestycje modernizacyjne i proekologiczne, w tym objętych kontraktami długoterminowymi (KDT). W latach 1994–1998 Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zawarły 35 umów długoterminowych, zobowiązując się do odbioru określo-

nej ilości energii po z góry ustalonych cenach w okresie do 2023 roku. Kontrakty te stały się formą prawną zabezpieczeń kredytów zaciągniętych przez elektrownie i elektrociepłownie w bankach komercyjnych. Łączne nakłady inwestycyjne szacuje się na kwotę ok. 16,25 mld zł, z czego około 9,3 mld zł pochodzi z kredytów. Znacząca część tych kredytów (dla Elektrowni „Opole” i Elektrowni „Turów”) jest objęta bezpośrednią gwarancją Skarbu Państwa w kwocie ok. 6,5 mld zł. Aktualnie – ok. 70% energii zużywanej w Polsce dostarczanej jest na podstawie KDT.

Lata 2000, 2001 i 2002 to okres występowania najwyższych kosztów obsługi i spłaty zadłużenia z tytułu KDT. I tak – na rok 2000 kwota ta wynosi około 2,27 mld zł, w 2001 r. – około 2,43 mld zł, a w 2002 r. – 2,31 mld zł. Po tym okresie kwota zobowiązań z tego tytułu będzie stopniowo malała.

Ciepło

Na rynku ciepłowniczym funkcjonuje obecnie około 1000 podmiotów koncesjonowanych (udział w rynku – około 95%) i ponad 2000 drobnych producentów ciepła.

W roku 1999 zatwierdzone zostały taryfy dla 406 przedsiębiorstw. Przeciętny wzrost cen w zatwierdzonych taryfach wyniósł około 10%. Jednak średnioroczny wzrost cen centralnego ogrzewania i ciepłej wody w 1999 roku wg danych GUS wyniósł tylko 5,5%, co spowodowane było rozłożeniem w czasie terminów wprowadzania w życie nowych taryf. Był to zatem realny spadek cen.

W roku 2000 zatwierdzono pierwsze taryfy dla kolejnych 156 przedsiębiorstw i drugie taryfy dla 88 przedsiębiorstw, w których średni wzrost cen nieznacznie przekroczył 10%.

Aktualnie spośród przedsiębiorstw koncesjonowanych w ciepłownictwie:

- 244 przedsiębiorstwa stosuje ceny zatwierdzone w 2000 roku,
- 318 przedsiębiorstw stosuje ceny zatwierdzone w 1999 roku,
- pozostałe operują cenami z roku 1998.

Okolo 2000 przedsiębiorstw niekoncesjonowanych, których działanie nie podlega nadzorowi Prezesa URE, stosuje ceny i stawki przez siebie ustalone zgodnie z zasadami rozporządzenia taryfowego Ministra Gospodarki.

Węgiel brunatny

W marcu br. zostały zatwierdzone bazowe ceny węgla brunatnego wskaźnikowego stosowane przez trzy kopalnie wobec elektrowni:

- KWB „Bełchatów” S.A. – 42,66 zł/Mg (wzrost o 14,00%)
- P.P. KWB „Adamów” – 55,77 zł/Mg (wzrost o 9,93%)
- P.P. KWB „Konin” – 51,43 zł/Mg (wzrost o 11,03%).

Cena dla kopalni „Turów” została zatwierdzona na początku kwietnia br. na poziomie 72,07 zł/Mg (wzrost o 7,41%).

Stosunkowo wysoka podwyżka cen w KWB „Bełchatów” spowodowana była przede wszystkim planowanymi

przedsięwzięciami rozwojowymi (budowa nowej odkrywki na potrzeby projektowanych, uruchamianych bloków energetycznych w Elektrowni Bełchatów II) oraz procesem dostosowania cen do poziomu cen w pozostałych kopalniach. Zatwierdzona cena dla KWB „Bełchatów” jest niższa w kraju.

Paliwa gazowe

Nowa taryfa dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. obowiązuje od 18 marca br. z maksymalnym wzrostem ceny o 12,5%. Taryfa ta została zatwierdzona na okres jednego roku. Przewiduje się, że średnioroczny wzrost cen gazu w 2000 roku wyniesie około 10%. Trzeba jednak wziąć pod uwagę specyfikę polskiego sektora gazowego polegającą na tym, że do obrotu zakupuje on około 65% gazu z importu. Ceny tego surowca na rynku światowym w chwili obecnej rosną bardzo szybko, dużo szybciej niż było to prognozowane. Wpływ na to zjawisko ma nie notowany dotąd wzrost notowań cen ropy naftowej na rynkach światowych (cena gazu wynika z cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych). W związku z tym korekty cen gazu z importu będą musiały być dostosowywane do notowań na rynkach światowych. Ceny ropy na rynkach światowych wzrosły z około 9,0 USD / baryłka na początku 1999 roku do 23–27 USD / baryłka pod koniec tegoż roku. Obecnie baryłka ropy naftowej kosztuje 34 USD. Wpływ na ceny zakupu gazu ma również poziom kursu walutowego, którego zmienność po uwolnieniu złotego znacznie wzrosła.

Dlatego też Minister Gospodarki wystąpił 15 lutego br. do Ministra Finansów z propozycją zmiany zapisów *rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach, która umożliwiłaby kwartalne korekty cen gazu.*

Oceny i rekomendacje

1. Pozytywne skutki działań regulacyjnych, co potwierdzają doświadczenia międzynarodowe, mogą ujawnić się dopiero po kilku latach. W przypadku polskiej gospodarki nadzór nad cenami nośników energii sprawowany przez Prezesa URE przyniósł już pierwsze, znaczące efekty, bowiem żaden podsektor nie skonsumował w pełni pulapu wzrostu cen określonego w rozporządzeniach taryfowych. Badania GUS i PAN wskazują, że wzrost cen energii elektrycznej o 1% powoduje podwyższenie inflacji o 0,05–0,06%, czyli impuls inflacyjny powodowany wzrostem cen energii elektrycznej jest niewielki (vide „Harmogram realizacji przedsięwzięć związanych z urynkowieniem cen energii elektrycznej” przedkładany przez Ministra Gospodarki Komitetowi Ekonomicznemu RM – KERM –21–175–98 z dnia 24.07.1998 r.). Reformowanie sektora energetycznego i wprowadzenie nowych zasad stanowienia cen nie są więc istotną przyczyną wzrostu inflacji. Odejście od cen urzędowych nie spowodowało

- gwałtownego wzrostu cen dla odbiorców końcowych, a umiarkowana dynamika ich wzrostu nie jest znaczącym czynnikiem inflacyjnym.
2. Regulator sektora energetycznego, w osobie Prezesa URE, nie był dotychczas wyposażony w takie instrumenty władcze, które pozwalałyby podejmować wszechstronne działania zmierzające do uzyskania ekonomicznie uzasadnionego poziomu cen i kosztów. Dopiero ostatnia nowelizacja ustawy *Prawo energetyczne* z dnia 26 maja 2000 roku stwarza pewne możliwości w zakresie weryfikacji kosztów uzasadnionych.
 3. Wydaje się, że zarówno projekt budżetu w 1999 r., jak i na 2000 r. był przygotowywany przez Ministerstwo Finansów bez rzetelnego rozpoznania sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw sektora energetycznego, narosłych nim zobowiązań istotnych dla stanowienia taryf a także wynikających stąd skutków makroekonomicznych.
 4. Troska o sytuację ekonomiczno finansową sektora energetycznego w powiązaniu z równoważeniem interesów przedsiębiorstw i odbiorców, oraz minimalizowanie impulsów inflacyjnych w skali makroekonomicznej stanowi poważny dylemat polityki kształtowania cen. Trzeba mieć na uwadze, iż w świetle obowiązującego prawa nie sposób narzucić przedsiębiorstwom ograniczeń wzrostu cen z naruszeniem zasad ustawowych. W takiej sytuacji przedsiębiorstwa skorzystają z pewnością z drogi odwoławczej do Sądu Antymonopolowego. Doświadczenie dowodzi, iż sąd ten preferuje zasadę pokrycia przez taryfę kosztów uzasadnionych a nie ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen (zob. pismo Prezesa URE do Ministra Gospodarki nr SU/PLJ/233/99 z dnia 3.09.1999 r.). Istnieje też zagrożenie, iż przedsiębiorstwa energetyczne, ograniczane zbyt rygorystycznie w zakresie dopuszczalnego wzrostu cen, znacząco zmniejszą lub wręcz zaniechają remontów, działań modernizacyjnych i proekologicznych, co w konsekwencji zagrozi bezpieczeństwu energetycznemu kraju.
 5. Remedium na rosnące koszty wytwarzania energii, zwłaszcza elektrycznej, jest z pewnością szybkie wdrożenie zasad rynkowej konkurencji w sektorze wytwarzania energii. Trzeba je jednak starannie przygotować, co wymaga zarówno czasu, jak i współdziałania na najwyższych szczeblach administracji rządowej. Opracowany w Urzędzie Regulacji Energetyki tzw. System Opłat Kompensacyjnych dla wytwórców objętych KDT, jest warunkiem, jak się wydaje, koniecznym, ale nie wystarczającym. Niezbędne jest także opracowanie szczegółowych zasad funkcjonowania obrotu energią, stworzenia infrastruktury prawno-instytucjonalnej oraz infrastruktury rozliczeniowo-pomiarowej. Wypracowane rozwiązania muszą posiadać gwarancję Premiera i jego ministrów, a nie urzędników poszczególnych resortów. Muszą mieć one charakter systemowy, w wielu przypadkach – strategiczny i wieloletni, związany z istotnymi zmianami strukturalnymi, likwidacją przestarzałych mocy wytwórczych, itp.
 6. Swoistej antycypacji wymaga także potencjalny konflikt pomiędzy polityką regulacji a polityką właścicielską, a zwłaszcza prywatyzacją. Nakładając na inwestorów obowiązek podwyższania kapitału w spółkach energetycznych, określając tzw. pakiety inwestycyjne i środowiskowe, Minister Skarbu generuje zobowiązania inwestorów, które będą oni chcieli uznać za koszty uzasadnione i odzyskać w ustalonych przez przedsiębiorstwo taryfach. Nie podlega dyskusji, iż polityka Prezesa URE, działającego w imię interesu publicznego (wydaje się, że jest to szczególnie priorytet jego działania, tak w bieżącym roku, jak i latach nadchodzących), będzie negatywnie oceniana przez Ministra Skarbu Państwa, jako np. obniżająca rynkową wartość akcji elektrowni czy też elektrociepłowni.
 7. Istotną okolicznością w rygoryzowaniu wzrostu kosztów sektora energetycznego a w konsekwencji – cen i stawek opłat na energię są także z pewnością zmiany ustawy *Prawo energetyczne*, dokonane w okresie niespełna 3 lat obowiązywania tej ustawy. Wszystkie one zmniejszyły znacząco niezależność Prezesa URE, co zapewne będzie zachęcać przedsiębiorstwa energetyczne do dalszego deprecjonowania pozycji regulatora i jego polityki. Tym samym, trudno będzie Prezesowi URE występować samodzielnie i skutecznie jako rzecznik interesu publicznego i ograniczać wzrost cen.
 8. W formułowaniu wszelkich działań antyinflacyjnych należy rozważyć następujące problemy, o znaczących społeczno-gospodarczych implikacjach:
 - problemem zobowiązań wynikających z kontraktów długoterminowych i uznania ich lub nie za koszty uzasadnione,
 - udział energetyki w rozwiązywaniu problemów górnictwa i przenoszeniu cen węgla na ceny energii elektrycznej,
 - tempo wprowadzania mechanizmów rynkowych do sektora elektroenergetyki i skutecznego przygotowania sektora do konkurencji na liberalizowanym europejskim rynku energii,
 - gospodarcze i społeczne następstwa wprowadzania wewnątrz sektorowej konkurencji.
 9. Rekomendacje dla polityki gospodarczej w energetyce, mające istotne znaczenie dla stanowienia cen na energię i stawek opłat za jej dostarczenie:
 - a) zrewidować „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.” w kierunku ich urealnienia, zwłaszcza prognoz zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii,
 - b) zweryfikować sekwencję i harmonogram prywatyzacji sektora energetycznego, tak aby prywatyzacji

- podlegały w pierwszej kolejności źródła wytwarzania energii a nie dystrybucja,
- c) zweryfikować zakres i zasadność cen w KDT,
 - d) stopniowo redukować nadmierne moce zainstalowane oraz nadmierne zatrudnienie w podmiotach sektora, żądając od każdej spółki przedstawienia odpowiedniego programu w tym zakresie,
 - e) opracować i wdrożyć przejrzysty system obciążania kosztami reform w energetyce nie tylko, jak dotychczas wyłącznie odbiorców energii, ale także – przedsiębiorstw energetycznych, Skarbu Państwa oraz inwestorów,
 - f) doprowadzić do połączenia elektrowni i kopalni węgla brunatnego, co znacznie usprawni zarządzanie tymi przedsiębiorstwami i obniży koszty,
 - g) wprowadzić ograniczenia importu energii elektrycznej, konsekwentnie ograniczać import węgla kamiennego, zweryfikować dodatkowo taryfy przewozowe PKP w celu obniżenia kosztów transportu węgla krajowego,
 - h) koncentrować się na problemach energetyki opartej na węglu a energetykę odnawialną rozwijać w miarę możliwości finansowych państwa,
- l) prowadzić sterowany przez rząd proces konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych oraz ich łączenia z kopalniami, co pomoże w restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego,
 - j) dążyć do utrzymania wydobycia węgla kamiennego na poziomie zapewniającym jego rentowność,
 - k) znowelizować ustawę – Prawo energetyczne, przy wykorzystaniu dotychczasowych doświadczeń jej wdrażania i perspektywy wstąpienia do Unii Europejskiej, likwidując niektóre z wprowadzonych w ostatnich korektach poprawek.



Prezes Urzędu Regulacji Energetyki



Zapora Porąbka hydroelektrowni Porąbka

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 11 sierpnia 2000 r.

w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców.

(Dz. U. Nr 72, poz. 845)

Na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe warunki:

- 1) przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych,
- 2) obrotu ciepłem,
- 3) świadczenia usług przesyłowych,
- 4) ruchu sieciowego i eksploatacji sieci ciepłowniczej,
- 5) standardów jakościowych obsługi odbiorców.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) przedsiębiorstwo ciepłownicze – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wyłącznie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od wytwórcy ciepła albo przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła we własnych źródłach, przesyłaniem i dystrybucją ciepła wytworzonego we własnych źródłach oraz zakupionego od innego wytwórcy ciepła,
- 2) przedsiębiorstwo wytwórcze – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wyłącznie wytwarzaniem ciepła albo przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła we własnych źródłach, przesyłaniem i dystrybucją ciepła wytworzonego we własnych źródłach oraz zakupionego od innego wytwórcy ciepła,
- 3) przedsiębiorstwo obrotu – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wyłącznie handlem ciepłem,
- 4) dyspozytor sieci ciepłowniczej – upoważnioną przez przedsiębiorstwo ciepłownicze jednostkę organizacyjną lub osobę, która jest odpowiedzialna za sterowanie pracą sieci ciepłowniczej,
- 5) źródło ciepła – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej lub bezpośrednio do instalacji odbiorczych,
- 6) sieć ciepłownicza – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do przesyłania i dystrybucji ciepła ze źródeł ciepła do obiektów, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
- 7) przyłączy – odcinek sieci ciepłowniczej doprowadzający ciepło wyłącznie do jednego węzła cieplnego albo odcinek instalacji odbiorczych za grupowym węzłem cieplnym lub lokalnym źródłem ciepła, łączący te instalacje z instalacjami odbiorczymi w budynku,
- 8) węzeł cieplny – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do zmiany rodzaju parametrów nośnika ciepła dostarczanego z przyłącza oraz regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych,
- 9) grupowy węzeł cieplny – węzeł cieplny obsługujący więcej niż jeden obiekt,

- 10) instalacja odbiorcza – połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do transportowania ciepła lub ciepłej wody z węzłów cieplnych do odbiorników ciepła lub punktów poboru ciepłej wody w obiektach,
- 11) zewnętrzna instalacja odbiorcza – odcinki instalacji odbiorczych łączące grupowy węzeł cieplny z instalacjami odbiorczymi w obiektach,
- 12) obiekt – budowla lub budynek wraz z instalacjami odbiorczymi,
- 13) układ pomiarowo-rozliczeniowy – dopuszczony do stosowania zespół przyrządów pomiarowych, służący do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła, których wskazania stanowią podstawę do obliczenia należności z tytułu dostarczania ciepła,
- 14) zamówiona moc cieplna – ustaloną przez odbiorcę największą moc cieplną, jaka w ciągu roku występuje w danym obiekcie dla warunków obliczeniowych, uwzględniającą moc cieplną niezbędną dla:
 - a) pokrycia strat ciepła w obiekcie, zapewniającą utrzymanie normatywnej temperatury i wymiany powietrza w pomieszczeniach znajdujących się w tym obiekcie,
 - b) zapewnienia utrzymania normatywnej temperatury ciepłej wody w punktach czepalnych znajdujących się w tym obiekcie, a także
 - c) zapewnienia prawidłowej pracy innych urządzeń lub instalacji, zgodnie z określonymi dla nich warunkami technicznymi i wymaganiami technologicznymi,
- 15) warunki obliczeniowe – obliczeniową temperaturę powietrza atmosferycznego, określoną dla strefy klimatycznej, w której zlokalizowane są obiekty, do których jest dostarczane ciepło, i temperaturę wody użytkowej,
- 16) obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła – największe natężenie przepływu nośnika ciepła, odpowiadające zamówionej mocy cieplnej i parametrom nośnika ciepła określonym w tabeli regulacyjnej dla warunków obliczeniowych,
- 17) tabela regulacyjna – przedstawioną w postaci tabeli lub na wykresie zależność temperatury nośnika ciepła od warunków atmosferycznych,
- 18) sezon grzewczy – okres między wrześniem a majem roku następnego, w którym warunki atmosferyczne powodują konieczność ciągłego dostarczania ciepła w celu ogrzewania obiektów.

Rozdział 2

Przyłączenie do sieci ciepłowniczej

§ 3. Przyłączenie do sieci ciepłowniczej następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu technicznych warunków przyłączenia, określonych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”.

§ 4. 1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, który posiada tytuł prawny do korzystania z obiektu przyłączonego do tej sieci, może złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia.

2. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, który nie posiada tytułu prawnego do korzystania z obiektu, o którym mowa w ust. 1, może złożyć wniosek o określenie wstępnych warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej, zwanych dalej „wstępnymi warunkami przyłączenia”.

3. Wzory wniosków, o których mowa w ust. 1 i 2, ustala przedsiębiorstwo ciepłownicze.

§ 5. 1. W przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączane źródła ciepła, wniosek o przyłączenie do sieci ciepłowniczej powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy,
- 2) określenie:
 - a) rodzaju i osiągalnych parametrów nośnika ciepła, w tym ciśnienia i temperatury oraz właściwości fizykochemicznych nośnika ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej i dopuszczalnych zanieczyszczeń nośnika ciepła zwracanego z tej sieci do źródła ciepła,
 - b) maksymalnej i minimalnej mocy cieplnej, jaka może być dostarczona ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej, a w przypadku etapowego osiągnięcia tej mocy – określenie harmonogramu realizacji kolejnych etapów oraz maksymalnej i minimalnej mocy cieplnej dla tych etapów,
 - c) charakterystyki technicznej źródła ciepła, w tym następujących danych określających tę charakterystykę dla kolejnych etapów rozwoju tego źródła:
 - układu technologicznego źródła ciepła i wydajności urządzeń wytwarzających ciepło,
 - układu regulacji ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej oraz charakterystyki urządzeń regulujących natężenie przepływu i temperaturę nośnika ciepła,
 - układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz charakterystyki urządzeń służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła dostarczanego ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej,
 - maksymalnej i minimalnej wydajności instalacji do uzdatniania wody, dostarczanej przedsiębiorstwu ciepłowniczem w celu napełniania sieci ciepłowniczej i instalacji odbiorczych oraz uzupełniania ubytków nośnika ciepła,
- 3) proponowany termin rozpoczęcia dostarczania ciepła i warunki jego dostarczania.
 2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy załączyć:
 - 1) dokument potwierdzający tytuł prawny do korzystania z obiektu,
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny, określający usytuowanie obiektu względem istniejącej sieci ciepłowniczej oraz innych obiektów i urządzeń uzbrojenia terenu.
 3. Warunki przyłączenia źródła ciepła powinny określać w szczególności:
 - 1) miejsce i sposób przyłączenia źródła ciepła do sieci ciepłowniczej,
 - 2) miejsce rozgraniczenia własności sieci ciepłowniczej, urządzeń lub instalacji między przedsiębiorstwem ciepłowniczym a przedsiębiorstwem wytwórczym oraz miejsce rozgraniczenia ich eksploatacji przez przedsiębiorstwo ciepłownicze,
 - 3) wymagania dotyczące:

a) układu technologicznego źródła ciepła ze względu na racjonalne wykorzystanie ciepła oraz oddziaływanie na warunki eksploatacji sieci ciepłowniczej i sterowanie pracą tej sieci,

b) tabel regulacyjnych,

c) wydajności instalacji do uzdatniania wody, a także wymagania dotyczące jakości wody uzdatnionej, dostarczanej do sieci ciepłowniczej w celu napełniania tej sieci i instalacji odbiorczych oraz uzupełniania ubytków nośnika ciepła,

d) rejestrowania i kontrolowania parametrów nośnika ciepła oraz ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej, a także zdalnego rejestrowania i kontrolowania parametrów oraz zdalnego sterowania pracą źródła ciepła,

4) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego, układu regulacji ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej, a w szczególności do regulacji natężenia przepływu oraz regulacji temperatury nośnika ciepła, a także miejsca ich zainstalowania,

5) inne informacje niezbędne do opracowania dokumentacji projektowej oraz sterowania pracą sieci ciepłowniczej i eksploatacji tej sieci,

6) termin ważności wydanych warunków przyłączenia.

§ 6. 1. W przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączone węzły cieplne, zasilające obiekty odbiorców ciepła, wniosek o przyłączenie do sieci ciepłowniczej powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy,
- 2) określenie:
 - a) rodzaju i parametrów instalacji odbiorczych,
 - b) zamówionej mocy cieplnej z wyodrębnieniem wielkości mocy w zależności od rodzaju potrzeb cieplnych oraz minimalnego poboru mocy cieplnej w okresie poza sezonem grzewczym, a w przypadku poboru ciepła dla celów technologicznych – harmonogram poboru mocy cieplnej,
- 3) proponowany termin lub harmonogram rozpoczęcia poboru ciepła.
 2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy załączyć:
 - 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, do którego będzie dostarczane ciepło z sieci ciepłowniczej,
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny, określający usytuowanie obiektu, do którego będzie dostarczane ciepło, w stosunku do istniejącej sieci ciepłowniczej oraz innych obiektów i urządzeń uzbrojenia terenu.

3. Warunki przyłączenia węzłów cieplnych powinny określać w szczególności:

- 1) miejsce i sposób doprowadzenia przyłącza do węzła cieplnego,
- 2) miejsce rozgraniczenia własności instalacji lub urządzeń, znajdujących się w pomieszczeniu węzła cieplnego, między przedsiębiorstwem ciepłowniczym a odbiorcą oraz miejsce rozgraniczenia ich eksploatacji przez przedsiębiorstwo ciepłownicze,

3) obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i tabele regulacyjne,

4) wymagania dotyczące:

- a) układu technologicznego węzła cieplnego i instalacji odbiorczej ze względu na racjonalne wykorzystanie ciepła oraz oddziaływanie na warunki eksploatacji sieci ciepłowniczej i sterowanie pracą tej sieci,

- b) miejsca zainstalowania:
- urządzenia regulującego natężenie przepływu nośnika ciepła dostarczanego do węzła cieplnego,
 - układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- c) regulacji ilości ciepła dostarczanego do instalacji odbiorczych,
- d) zdalnego rejestrowania i kontrolowania parametrów nośnika ciepła oraz ilości ciepła dostarczanego do węzła cieplnego,
- e) miejsca połączenia instalacji odbiorczej z przyłączem oraz miejsca zainstalowania urządzenia mierzącego ilość ciepła i ilość wody, dostarczonych z sieci ciepłowniczej w celu napełniania instalacji odbiorczych oraz uzupełniania ubytków wody w tych instalacjach,
- 5) inne informacje niezbędne do opracowania dokumentacji projektowej węzła cieplnego i instalacji odbiorczych,
- 6) termin ważności warunków przyłączenia.
- § 7. 1. W przypadku gdy do zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym, należącej do przedsiębiorstwa ciepłowniczego, ma być przyłączona instalacja w obiekcie odbiorcy, wniosek o przyłączenie powinien zawierać w szczególności:
- 1) oznaczenie wnioskodawcy,
 - 2) informację określającą:
 - a) rodzaj i parametry instalacji odbiorczych w obiekcie odbiorcy,
 - b) maksymalny i minimalny pobór mocy cieplnej i rodzaje potrzeb cieplnych,
 - 3) proponowany termin rozpoczęcia poboru ciepła.
 2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy załączyć:
 - 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym znajdują się instalacje odbiorcze przyłączane do zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym,
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym znajdują się przyłączane instalacje odbiorcze, w stosunku do istniejącej zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym oraz innych obiektów i urządzeń uzbrojenia terenu.
 3. W przypadku braku informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 2, wniosek o przyłączenie powinien zawierać charakterystykę techniczną obiektu, a w szczególności informacje dotyczące:
 - 1) kubatury oraz powierzchni użytkowej ogrzewanych pomieszczeń,
 - 2) przeznaczenia ogrzewanych pomieszczeń,
 - 3) systemu wentylacji ogrzewanych pomieszczeń,
 - 4) przewidywanego sposobu podgrzewania wody użytkowej,
 - 5) strat cieplnych w obiekcie w warunkach obliczeniowych, a w przypadku braku takiej informacji – określenie rodzaju zastosowanej izolacji cieplnej w przegrodach budowlanych.
 4. Warunki przyłączenia instalacji odbiorczej, o której mowa w ust. 1, powinny określać w szczególności:
 - 1) miejsce i sposób połączenia instalacji odbiorczej w obiekcie odbiorcy z należąca do przedsiębiorstwa energetycznego zewnętrzną instalacją odbiorczą za węzłem grupowym,
 - 2) miejsce rozgraniczenia własności oraz miejsce rozgraniczenia eksploatacji instalacji odbiorczej między przedsiębiorstwem ciepłowniczym a odbiorcą,
 - 3) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - 4) obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i tabele regulacyjne,

- 5) wymagania dotyczące:
- a) układu technologicznego instalacji odbiorczej ze względu na racjonalne wykorzystanie ciepła oraz oddziaływanie tej instalacji na warunki eksploatacji grupowego węzła cieplnego i sieci ciepłowniczej oraz sterowanie pracą tej sieci,
 - b) miejsca zainstalowania urządzenia regulującego natężenie przepływu wody dostarczanej do instalacji centralnego ogrzewania oraz rodzaju i miejsca zainstalowania urządzeń, których wskazania będą stanowiły podstawę do określenia udziału odbiorców w kosztach ciepła dostarczonego do grupowego węzła cieplnego,
- 6) inne informacje niezbędne do opracowania dokumentacji projektowej węzła cieplnego i instalacji odbiorczych,
- 7) termin ważności warunków przyłączenia.
- § 8. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze określa warunki przyłączenia lub wstępne warunki przyłączenia w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia złożenia kompletnych wniosków, o których mowa w § 4 ust. 1 i 2. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie.
2. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia, wstępne warunki przyłączenia zaś – przez rok.
- § 9. Umowa o przyłączenie określa w szczególności:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) zakres prac projektowych i budowlano-montażowych oraz prac z przeprowadzaniem prób odbiorów końcowych, wykonywanych przez strony,
 - 3) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywania wymagań określonych w warunkach przyłączenia,
 - 4) terminy:
 - a) zakończenia budowy przyłącza, węzła cieplnego i instalacji odbiorczych oraz terminy przeprowadzenia niezbędnych prób i odbiorów częściowych,
 - b) przeprowadzenia prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłącza, węzła cieplnego i instalacji odbiorczych,
 - 5) miejsce rozgraniczenia własności:
 - a) sieci ciepłowniczej, urządzeń lub instalacji między przedsiębiorstwem ciepłowniczym a przedsiębiorstwem wytwórczym oraz miejsce rozgraniczenia ich eksploatacji przez przedsiębiorstwo ciepłownicze,
 - b) instalacji lub urządzeń, znajdujących się w pomieszczeniu węzła cieplnego, między przedsiębiorstwem ciepłowniczym a odbiorcą oraz miejsce rozgraniczenia ich eksploatacji przez przedsiębiorstwo ciepłownicze, a także miejsce rozgraniczenia eksploatacji instalacji odbiorczej między przedsiębiorstwem ciepłowniczym a odbiorcą,
 - 6) wysokość opłaty za przyłączenie,
 - 7) przewidywany termin rozpoczęcia dostarczania ciepła,
 - 8) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu:
 - a) realizacji prac w stosunku do ustalonych w umowie,
 - b) rozpoczęcia dostarczania ciepła w sezonie grzewczym i poza tym sezonem,
 - c) rozpoczęcia odbioru ciepła w sezonie grzewczym i poza tym sezonem.
- § 10. 1. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania przez strony, na zasadach określonych w tej umowie.

2. Określone w umowie o przyłączenie próby i odbiory częściowe oraz próby końcowe i ostateczny odbiór przyłącza, węzła cieplnego i instalacji odbiorczych są przeprowadzane przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron umowy.

3. W przypadku zakończenia budowy przyłącza, węzła cieplnego i instalacji odbiorczych przed sezonem grzewczym, niezbędne próby końcowe i ostateczny odbiór mogą być przeprowadzone podczas sezonu grzewczego w ustalonym przez strony terminie, po rozpoczęciu dostarczania ciepła do obiektu.

4. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w ust. 2 i 3, są potwierdzane przez strony w protokołach przeprowadzenia tych prób i odbiorów. Wzory protokołów ustala przedsiębiorstwo ciepłownicze.

Rozdział 3 Obrót ciepłem

§ 11. Przedsiębiorstwo ciepłownicze prowadzi obrót ciepłem na warunkach określonych w koncesji na obrót ciepłem oraz w umowach:

- 1) sprzedaży ciepła – zawartych z przedsiębiorstwami wytwórczymi lub innymi dostawcami ciepła albo z odbiorcami ciepła,
- 2) o świadczenie usług przesyłowych – zawartych z przedsiębiorstwami ciepłowniczymi na rzecz i z upoważnienia odbiorców, którzy są ustawowo uprawnieni do korzystania z tych usług.

§ 12. Umowy, o których mowa w § 11, powinny określać w szczególności:

- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) miejsce oraz warunki dostarczania i odbioru ciepła, w tym:
 - a) lokalizację obiektów, do których będzie dostarczane ciepło, oraz przeznaczenie dostarczanego ciepła,
 - b) wielkość zamówionej mocy cieplnej w podziale na rodzaje potrzeb oraz obliczeniowe natężenie przepływu nośnika ciepła i tabele regulacyjne oraz szczegółowe warunki i terminy wprowadzania zmian ustaleń w tym zakresie,
 - c) rodzaj nośnika ciepła i jego parametry dla warunków obliczeniowych,
 - d) terminy rozpoczęcia dostarczania ciepła do obiektów oraz szczegółowe warunki ustalania terminów rozpoczynania i przerywania dostarczania ciepła w celu ogrzewania i dla innych potrzeb,
 - 3) miejsce rozgraniczenia eksploatacji urządzeń lub instalacji,
 - 4) prawa i obowiązki stron,
 - 5) szczegółowe zasady ustalania terminów przeprowadzania prób i badań kontrolnych oraz konserwacji i remontów eksploatowanych przez strony urządzeń i instalacji,
 - 6) szczegółowe zasady wprowadzania planów ograniczeń oraz wstrzymania dostarczania ciepła,
 - 7) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia,
 - 8) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za:
 - a) przekroczenie:
 - zamówionej mocy cieplnej lub obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
 - dopuszczalnych odchyłań od parametrów nośnika ciepła,
 - dopuszczalnych przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
 - b) niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - c) nielegalny pobór ciepła,
 - d) zwrot zanieczyszczonego nośnika ciepła lub jego kradzież,
 - e) standardy jakościowe obsługi odbiorców ciepła,
 - f) szczególowe warunki określone w taryfie dla ciepła, w tym:
 - a) podstawy i sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności,
 - b) ceny i stawki opłat oraz warunki wprowadzania ich zmian,
 - c) bonifikaty, upusty i opłaty z tytułu niedotrzymania przez strony warunków umowy,
 - d) warunki i terminy regulowania należności,
 - g) miejsce zainstalowania i wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- § 13. Strony umów, o których mowa w § 11, są obowiązane do:
- 1) przedsiębiorstwo ciepłownicze:
 - a) zakupu ciepła od przedsiębiorstw wytwórczych lub innych dostawców ciepła, oferujących najkorzystniejsze warunki sprzedaży ciepła,
 - b) eksploatacji sieci ciepłowniczych i sterowania ich pracą w sposób zapewniający minimalizację kosztów dostarczania ciepła do odbiorców,
 - c) dostarczania ciepła zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz na warunkach określonych w zawartych umowach,
 - d) dotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców,
 - e) uzgadniania z zainteresowanymi stronami zmian warunków dostarczania ciepła, a w szczególności zmian wymagających przystosowania urządzeń i instalacji do nowych warunków zasilania w ciepło,
 - f) umożliwiania odbiorcom dostępu do układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz wglądu do dokumentów stanowiących podstawę rozliczeń za dostarczane ciepło,
 - g) umożliwiania przeprowadzenia kontroli prawidłowości wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - h) uzgadniania przeprowadzania prób i pomiarów wymagających współdziałania z odbiorcami,
 - i) powiadamiania o terminach planowych przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
 - j) informowania o przyczynach zakłóceń w dostarczaniu ciepła oraz o przewidywanych terminach usunięcia tych zakłóceń,
 - k) niezwłocznego likwidowania przyczyn powodujących przerwę i ograniczenia lub inne zakłócenia w dostarczaniu ciepła,
 - 2) przedsiębiorstwo obrotu ciepłem:
 - a) zakupu ciepła od przedsiębiorstw wytwórczych lub innych dostawców ciepła, oferujących najkorzystniejsze warunki sprzedaży ciepła,
 - b) prowadzenia obrotu ciepłem w sposób zapewniający minimalizację kosztów dostarczania ciepła do odbiorców,
 - c) zawarcia z przedsiębiorstwem ciepłowniczym umowy o świadczenia usług przesyłowych, jeżeli zażąda tego odbiorca ustawowo uprawniony do korzystania z tych usług,
 - d) sprzedaży ciepła i obsługi odbiorców, zgodnie z obowiązującymi przepisami i na warunkach określonych w zawartych umowach,
 - e) zawarcia dodatkowych umów z dostawcami ciepła na dostarczenie ciepła w przypadku wystąpienia awarii, gdy umowy na zakup ciepła zawarte z przedsiębiorstwami wytwórczymi lub innymi dostawcami nie będą mogły być zrealizowane wskutek tych awarii,
 - f) uzgadniania z przedsiębiorstwami wytwórczymi i odbiorcami warunków dostarczania i odbioru ciepła, a w szczególności

- ności zmian wymagających przystosowania u nich urządzeń lub instalacji do wymagań określonych w umowie o świadczenie usług przesyłowych,
- g) umożliwiania zainteresowanym stronom dostępu do układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz wglądu do dokumentów stanowiących podstawę rozliczeń za dostarczane ciepło,
- h) umożliwiania zainteresowanym stronom przeprowadzenia kontroli prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- i) uzgadniania terminów przeprowadzania przez przedsiębiorstwa wytwórcze i przedsiębiorstwo ciepłownicze prób i pomiarów wymagających współdziałania z odbiorcami,
- j) powiadamiania o terminach planowanych przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
- k) informowania o przyczynach występowania zakłóceń w dostarczaniu ciepła oraz o przewidywanych terminach usunięcia tych zakłóceń.
- 3) odbiorca ciepła:
- a) użytkowania ciepła zgodnie z obowiązującymi przepisami i warunkami umowy sprzedaży ciepła,
- b) terminowego regulowania należności za pobierane ciepło,
- c) dotrzymania wymagań określonych w warunkach przyłączenia do sieci ciepłowniczej, a w szczególności wyregulowania i utrzymania użytkowanej instalacji w stanie nie powodującym zakłóceń w pracy sieci ciepłowniczej,
- d) utrzymania nieruchomości w sposób nie powodujący utrudnień w prawidłowej eksploatacji sieci ciepłowniczej, przeprowadzonej przez teren tych nieruchomości,
- e) uzgadniania z zainteresowanymi stronami zmian warunków dostarczania ciepła, a w szczególności zmian wymagających przystosowania instalacji lub urządzeń do nowych warunków,
- f) dostosowania, w ustalonych terminach, instalacji odbiorczych do zmienionych warunków dostarczania ciepła, zgodnie z otrzymanym zawiadomieniem,
- g) zabezpieczenia przed uszkodzeniem i dostępem osób nie upoważnionych do założonych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze lub przedsiębiorstwo obrotu ciepłem plomb w węźle cieplnym i instalacji odbiorczej, a zwłaszcza w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
- h) niezwłocznego informowania stron, z którymi zawarł umowę, o zauważonych wadach lub usterkach w układzie pomiarowym lub innych okolicznościach mających wpływ na prawidłowość rozliczeń, a także o stwierdzonych przerwach lub zakłóceniach w dostarczaniu ciepła oraz o zakłóceniach i usterkach w pracy instalacji odbiorczych.

Rozdział 4

Świadczenie usług przesyłowych

§ 14. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze realizuje usługi przesyłowe na podstawie zawartej umowy o świadczenie usług przesyłowych.

2. Przedsiębiorstwo wytwórcze lub przedsiębiorstwo obrotu ciepłem albo odbiorca ciepła może zwrócić się do przedsiębiorstwa ciepłowniczego o zawarcie umowy, o której mowa w ust. 1.

§ 15. Przedsiębiorstwo ciepłownicze nie może odmówić zawarcia umowy, o której mowa w § 14 ust. 1, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

- 1) istnieją techniczne możliwości przesyłania istniejącą siecią ciepłowniczą zamówionej mocy cieplnej i ilości ciepła, bez pogorszenia niezawodności i zakresu dostarczania ciepła odbiorcom eksploatującym instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci,
- 2) istnieją układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające określenie ilości ciepła dostarczanego ze źródła ciepła i odbieranego z sieci ciepłowniczej,
- 3) zapewnione jest:
 - a) zabezpieczenie sieci ciepłowniczej przed pogorszeniem parametrów i jakości nośnika ciepła w tej sieci,
 - b) dotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci,
- 4) świadczenie usług przesyłowych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze nie będzie powodowało wzrostu opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci.

§ 16. Umowa o świadczenie usług przesyłowych powinna określać w szczególności:

- 1) oznaczenie stron zawierających umowę,
- 2) określenie miejsca oraz warunków dostarczania i odbioru ciepła, a zwłaszcza:
 - a) rodzaju nośnika ciepła i jego parametrów dla warunków obliczeniowych,
 - b) lokalizację źródeł ciepła i obiektów, do których będzie dostarczane ciepło, oraz jego przeznaczenie,
 - c) wielkość zamówionej mocy cieplnej w podziale na rodzaje potrzeb oraz tabele regulacyjne, a także warunki i terminy wprowadzania zmian ustaleń w tym zakresie,
 - d) dopuszczalne:
 - odchylenia parametrów nośnika ciepła w źródle ciepła i u odbiorców oraz wymagania dotyczące ich dotrzymania,
 - przerwy i ograniczenia w dostarczaniu ciepła,
 - e) wymagane zabezpieczenia przed zanieczyszczeniem nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej,
 - f) terminy rozpoczęcia dostarczania ciepła do obiektów oraz warunki ustalania terminów rozpoczynania i przerywania dostarczania ciepła w celu ogrzewania i dla innych potrzeb,
 - g) wymagania dotyczące sposobu i warunków przesyłania ciepła zakupionego w przedsiębiorstwie wytwórczym przez odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej, eksploatowanej przez przedsiębiorstwo ciepłownicze,
- 3) miejsce rozgraniczenia eksploatacji urządzeń lub instalacji,
- 4) ustalenia dotyczące zakresu i kosztów zainstalowania dodatkowych urządzeń lub instalacji w źródle ciepła i u odbiorców oraz sposób pokrycia tych kosztów,
- 5) szczegółowe zasady ustalania terminów przeprowadzania prób i badań kontrolnych oraz konserwacji i remontów eksploatowanych przez strony urządzeń lub instalacji,
- 6) szczegółowe zasady wprowadzania planów ograniczeń oraz wstrzymania dostarczania ciepła,
- 7) prawa i obowiązki stron, w tym odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, w zakresie:
 - a) przekroczenia:
 - zamówionej mocy cieplnej,
 - dopuszczalnych odchyżeń od parametrów nośnika ciepła,
 - dopuszczalnych przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
 - b) kradzieży nośnika ciepła,

- 8) szczegółowe warunki określone w taryfie dla ciepła, w tym:
- podstawy i sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności,
 - stawki opłat oraz warunki wprowadzania ich zmian,
 - bonifikaty, upusty i opłaty z tytułu niedotrzymania przez strony warunków umowy,
 - warunki i terminy regulowania należności,
- 9) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

§ 17. Przedsiębiorstwo ciepłownicze prowadzi rozliczenia i pobiera określone w taryfie opłaty za świadczenie usług przesyłowych.

Rozdział 5

Ruch sieciowy i eksploatacja sieci ciepłowniczych

§ 18. Przedsiębiorstwo ciepłownicze określa organizację ruchu sieciowego i wyznacza dyspozytora sieci ciepłowniczej.

§ 19. 1. Ruch sieciowy polega na sterowaniu pracą sieci ciepłowniczej, do której ciepło jest dostarczane co najmniej z jednego źródła ciepła i z której ciepło jest dostarczane co najmniej do dwóch odbiorców.

2. Przedsiębiorstwo ciepłownicze opracowuje program pracy sieci ciepłowniczej, zwany dalej „programem”, dla stabilnych warunków pracy oraz w przypadku awarii lub konieczności wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze ciepła. Ruch sieciowy jest prowadzony zgodnie z programem.

3. Przedsiębiorstwo ciepłownicze udostępnia program, na wniosek stron, z którymi zawarło lub zawiera umowę o przyłączenie do tej sieci i umowę sprzedaży ciepła lub umowę o świadczenie usług przesyłowych.

§ 20. 1. Program powinien uwzględniać lokalne warunki oraz wymagania racjonalnego użytkowania paliw i energii oraz ochrony środowiska, a także zapewniać optymalizację kosztów dostarczania ciepła do odbiorców.

2. Program powinien określać:

- warunki pracy sieci ciepłowniczej w sezonie grzewczym i w okresie letnim, w tym szczególne warunki:
 - ustalania obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
 - ustalania tabeli regulacyjnej,
 - uruchamiania i wyłączania ogrzewania,
 - wprowadzania planowych przerw w eksploatacji urządzeń lub instalacji w źródłach ciepła, sieci ciepłowniczej i węzłach cieplnych oraz związanych z tym przerw i ograniczeń w dostarczaniu ciepła,
 - regulacji ilości ciepła dostarczanego ze źródeł ciepła w zależności od warunków atmosferycznych i poboru ciepła przez odbiorców, a w szczególności regulacji natężenia przepływu nośnika ciepła i jego parametrów, zgodnie z warunkami określonymi w umowach,
 - optymalizacji obciążeń dla jednego lub kilku źródeł ciepła, zasilających sieć ciepłowniczą, pod względem minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców,
 - wprowadzania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze ciepła,
 - przyłączania do sieci ciepłowniczej oraz napełniania i uruchamiania przyjmowanych do eksploatacji odcinków sieci ciepłowniczej i przyłączy – nowych albo po wymianie lub remoncie,

- kontrolowania i rejestrowania ilości ciepła dostarczanego ze źródeł ciepła do sieci ciepłowniczej oraz ilości ciepła dostarczanego do węzłów cieplnych, a w szczególności natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła,
- współdziałania dyspozytora sieci ciepłowniczej z przedsiębiorstwami wytwórczymi i odbiorcami ciepła,
- prowadzenia dokumentacji ruchu sieciowego przez dyspozytora sieci ciepłowniczej,

2) możliwości rezerwowego dostarczania ciepła w przypadku wystąpienia awarii w źródłach ciepła i sieci ciepłowniczej,

3) zasady wprowadzania zmian w programie pracy sieci ciepłowniczej.

3. Przedsiębiorstwo ciepłownicze jest obowiązane opracować program co najmniej na dwa miesiące przed rozpoczęciem sezonu grzewczego.

§ 21. 1. Dyspozytor sieci ciepłowniczej jest uprawniony do:

- sterowania pracą sieci ciepłowniczej, a w szczególności:
 - zmiany poboru mocy cieplnej ze źródeł ciepła dostarczających ciepło do sieci ciepłowniczej,
 - regulacji ilości ciepła dostarczanego z sieci ciepłowniczej do węzłów cieplnych,
 - wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze ciepła,
 - sterowania natężeniem przepływu i parametrami nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej,
 - realizacji programu pracy sieci ciepłowniczej,
- wydawania dyspozycji w przypadku wystąpienia awarii bądź zagrożenia dla bezpiecznej pracy źródeł ciepła, sieci ciepłowniczej, węzłów cieplnych lub instalacji odbiorczych,
- nadzorowania wykonania wydanych dyspozycji.

2. Osoby odpowiedzialne za prowadzenie eksploatacji sieci ciepłowniczej oraz źródła ciepła i węzłów cieplnych, przyłączonych do tej sieci, są obowiązane do wykonywania dyspozycji otrzymanych od dyspozytora sieci ciepłowniczej w trybie i formie określonych w programie.

3. Przedsiębiorstwo wytwórcze lub odbiorca są obowiązani do uzgadniania z przedsiębiorstwem ciepłowniczym planów remontów urządzeń lub instalacji, mających wpływ na ruch sieciowy, oraz do zawiadamiania dyspozytora sieci ciepłowniczej o terminach wyłączenia i włączenia tych urządzeń lub instalacji.

§ 22. 1. Dyspozytor sieci ciepłowniczej jest obowiązany do:

- prowadzenia dokumentacji ruchu sieciowego, w której odnotowuje najważniejsze wydarzenia związane z ruchem sieciowym i wydane dyspozycje oraz sposób ich wykonania,
 - nadzorowania realizacji umów sprzedaży i umów o świadczenie usług przesyłowych w zakresie postanowień dotyczących wielkości poboru mocy cieplnej, a w szczególności natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej ze źródeł ciepła oraz do węzłów cieplnych przyłączonych do tej sieci,
 - udzielania przedsiębiorstwom wytwórczym i odbiorcom żądanych informacji dotyczących obecnych i przewidywanych warunków dostarczania i odbioru ciepła, występujących zakłóceń i awarii oraz przewidywanych terminów ich usunięcia.
2. Dokumentacja, o której mowa w ust. 1 pkt 1, powinna zawierać podstawowe dane charakteryzujące warunki pracy sieci ciepłowniczej oraz przyłączonych do niej źródeł ciepła i węzłów cieplnych.

3. Zakres prowadzenia dokumentacji ruchu sieciowego okre-

śla przedsiębiorstwo ciepłownicze oraz przekazuje do wiadomości przedsiębiorstwu wytwórczemu i odbiorcom.

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze, eksploatując sieć ciepłowniczą, zapewnia utrzymanie zdolności tej sieci do realizacji dostaw ciepła w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych.

2. Eksploatacja sieci, o której mowa w ust. 1, musi być prowadzona zgodnie z instrukcją eksploatacji, zwanej dalej „instrukcją”, zatwierdzoną przez osobę kierującą przedsiębiorstwem ciepłowniczym.

§ 24. Instrukcja określa procedury i zasady wykonywania czynności związanych z eksploatacją sieci ciepłowniczej, a w szczególności:

- 1) sposób uruchamiania i napełniania oraz zatrzymywania i opróżniania parowej i wodnej sieci ciepłowniczej,
- 2) zasady:
 - a) trwałego i okresowego wyłączania z eksploatacji sieci ciepłowniczej i jej odcinków, w tym sposób zabezpieczenia przed korozją,
 - b) regulacji hydraulicznej sieci ciepłowniczej, a w szczególności rozdziału nośnika ciepła do węzłów cieplnych,
 - c) przekazywania sieci ciepłowniczej do remontów oraz jej przyjmowania do eksploatacji po remoncie,
 - d) prowadzenia remontów, konserwacji i modernizacji sieci ciepłowniczej,
 - e) postępowania w przypadku wystąpienia nadmiernych ubytków nośnika ciepła oraz w przypadku stwierdzenia pogorszenia jakości nośnika ciepła,
 - f) postępowania w przypadku awarii sieci ciepłowniczych i przyłączy,
- 3) zakres i zasady kontroli szczelności sieci ciepłowniczej,
- 4) zakres, zasady i terminy przeprowadzania okresowych przeglądów i kontroli stanu technicznego sieci ciepłowniczej, a w szczególności:
 - a) armatury i kompensatorów,
 - b) kanałów i komór, punktów stałych, podpór i innych elementów konstrukcyjnych,
 - c) rurociągów i powłok izolacyjnych,
 - d) sygnalizacji zawilgocenia rurociągów i przecieków,
- 5) sposób odwadniania komór i kanałów z wód gruntowych i opadowych, a w razie awarii – z wody sieciowej,
- 6) określenie punktów pomiarowo-kontrolnych, w których prowadzona jest okresowa lub ciągła rejestracja parametrów nośnika ciepła i pomiary natężenia przepływu nośnika ciepła,
- 7) sposób kontrolowania jakości nośnika ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej ze źródeł ciepła i zwracanego do tej sieci z węzłów cieplnych.

§ 25. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze wykonuje, nie rzadziej niż co trzy lata, okresowe analizy pracy sieci ciepłowniczych, które powinny obejmować:

- 1) ocenę stanu technicznego,
- 2) określenie:
 - a) rodzaju i przyczyn awarii i zakłóceń w dostarczaniu i poborze ciepła, jakie wystąpiły w źródłach ciepła, sieciach ciepłowniczych, przyłączach i węzłach cieplnych,
 - b) natężenia przepływu nośnika ciepła, spadku ciśnienia i stopnia wykorzystania zdolności przesyłowych poszczególnych odcinków sieci ciepłowniczych,

3) ocenę:

- a) ubytków nośnika ciepła,
 - b) strat ciepła podczas przesyłu,
 - c) jakości pracy węzłów cieplnych przyłączonych do sieci ciepłowniczej,
 - d) dotrzymania warunków dostarczania i odbioru ciepła w zakresie:
 - jakości regulacji hydraulicznej,
 - zgodności rzeczywistych temperatur nośnika ciepła z tabelą regulacyjną,
 - przekroczenia zamówionej mocy cieplnej i obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
 - 4) porównanie planowanych i rzeczywistych kosztów dostarczania ciepła do odbiorców oraz określenie przyczyn powstałych różnic,
 - 5) końcową ocenę prawidłowości eksploatacji i sterowania pracą sieci ciepłowniczej wraz z wnioskami i zaleceniami ich wykorzystania przez przedsiębiorstwo ciepłownicze oraz przy aktualizacji programu pracy i instrukcji eksploatacji tej sieci.
2. Kierujący przedsiębiorstwem ciepłowniczym ustala częstotliwość wykonywania i zakres analizy pracy sieci ciepłowniczych.

Rozdział 6

Standardy jakościowe obsługi odbiorców

§ 26. Standardy jakościowe obsługi odbiorców obejmują:

- 1) warunki sprzedaży ciepła w zakresie:
 - a) zapewnienia obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła,
 - b) dotrzymania parametrów nośnika ciepła,
 - c) rozpoczęcia i przerwania dostarczania ciepła w celu ogrzewania i wentylacji,
 - d) planowych przerw w dostarczaniu ciepła w okresie letnim,
- 2) warunki wstrzymania dostarczania ciepła do odbiorców,
- 3) dotrzymanie terminów:
 - a) załatwiania interwencji, skarg i zażaleń,
 - b) zawiadamiania odbiorców o planowanych zmianach warunków dostarczania ciepła, które wymagają dostosowania instalacji odbiorczych do nowych warunków.

§ 27. 1. Jeśli przedsiębiorstwo wytwórcze i przedsiębiorstwo ciepłownicze jako odbiorca nie ustalą w umowie sprzedaży ciepła standardów jakościowych, o których mowa w § 26 pkt 1, strony umowy obowiązują następujące standardy:

- 1) odchylenie od obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła, dostarczanego do sieci ciepłowniczej parowej lub sieci gorącej wody, nie powinno przekraczać +5% i -5%,
- 2) odchylenie temperatury nośnika ciepła, dostarczanego do sieci ciepłowniczej i zwracanego z tej sieci, w stosunku do tabeli regulacyjnej nie powinno przekraczać:
 - a) w sieciach parowych: +10% i -5%,
 - b) w sieciach gorącej wody: +2% i -2%,
- 3) rozpoczęcie i przerwanie dostarczenia ciepła do sieci ciepłowniczej na potrzeby ogrzewania powinno nastąpić nie później niż:
 - a) w sezonie grzewczym – w ciągu 12 godzin od wydania dyspozycji przez dyspozytora sieci ciepłowniczej,
 - b) poza sezonem grzewczym – w ciągu 24 godzin od wydania dyspozycji przez dyspozytora sieci ciepłowniczej,
- 4) planowana przerwa w dostarczaniu ciepła w okresie letnim:

- a) nie może przekroczyć 10 dni, gdy ciepło jest dostarczane do sieci ciepłowniczej z jednego źródła ciepła,
- b) w pozostałych przypadkach nie może przekroczyć 14 dni, pod warunkiem że przedsiębiorstwo ciepłownicze zostanie powiadomione o planowej przerwie z wyprzedzeniem do najmniej 14 dni, dla umożliwienia zakupu ciepła z innego źródła lub dostarczenia z własnego źródła ciepła.

2. Jeśli przedsiębiorstwo ciepłownicze i odbiorca nie ustalą w umowie sprzedaży ciepła standardów jakościowych, o których mowa w § 26 pkt 1, strony umowy obowiązują następujące standardy:

- 1) odchylenie od obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła dostarczanego do węzła cieplnego nie powinno przekraczać:
 - a) w sieciach parowych: +3% i -8%,
 - b) w sieciach gorącej wody: +5% i -5%,
- 2) odchylenie temperatury nośnika ciepła dostarczanego do węzła cieplnego w stosunku do tabeli regulacyjnej nie powinno przekraczać:
 - a) w sieciach parowych: +5% i -10%,
 - b) w sieciach gorącej wody: +5% i -5%, pod warunkiem że temperatura wody zwracanej z węzła cieplnego do sieci ciepłowniczej jest zgodna z tabelą regulacyjną, z tolerancją +7% i -7%,
- 3) rozpoczęcie i przerwanie dostarczania ciepła w celu ogrzewania i wentylacji powinno nastąpić nie później niż w ciągu 12 godzin od złożenia wniosku przez odbiorcę,
- 4) planowe przerwy w dostarczaniu ciepła w okresie letnim nie mogą przekroczyć 14 dni, a odbiorca musi być powiadomiony o terminach tych przerw z siedmiodniowym wyprzedzeniem.

§ 28. Jeżeli strony nie określiły w umowie sprzedaży ciepła standardów jakościowych obsługi odbiorców, o których mowa w § 26 pkt 3 lit. a), strony obowiązują następujące standardy:

- 1) udzielenie informacji na żądanie odbiorców następuje w ciągu:
 - a) 12 godzin – informacji telefonicznych o przewidywanym terminie usunięcia przerw i zakłóceń w dostarczaniu ciepła,
 - b) 7 dni – informacji pisemnych o przewidywanym terminie usunięcia przerw i zakłóceń w dostarczaniu ciepła,
- 2) udzielenie odpowiedzi na interwencje, skargi i zażalenia odbiorców następuje w ciągu:
 - a) 12 godzin – informacji lub odpowiedzi telefonicznych na interwencje i skargi składane przez telefon lub informacji o przewidywanym terminie udzielenia pisemnego wyjaśnienia,
 - b) 14 dni – odpowiedzi pisemnych na interwencje, skargi i zażalenia odbiorców składane na piśmie oraz odpowiedzi na interwencje i skargi złożone przez telefon, które wymagają przeprowadzenia dodatkowych analiz,
 - c) 30 dni – odpowiedzi pisemnych na interwencje, skargi i zażalenia odbiorców składane na piśmie, które wymagają przeprowadzenia postępowania wyjaśniającego.

§ 29. 1. Sprzedawca ciepła jest obowiązany do zawiadamiania odbiorców o planowanych zmianach warunków dostarczania ciepła, o których mowa w § 26 pkt 3 lit. b), w terminie określonym w umowie sprzedaży ciepła, a w przypadku gdy umowa sprzedaży nie określa tego terminu – z wyprzedzeniem umożliwiającym dostosowanie instalacji odbiorczych do nowych warunków.

2. Termin wyprzedzenia, o którym mowa w ust. 1, nie powinien być krótszy niż:

- 1) 24 miesiące – jeżeli zmiana jest wprowadzana przez przedsiębiorstwo wytwórcze,
- 2) 12 miesięcy – jeżeli zmiana jest wprowadzana przez przedsiębiorstwo ciepłownicze.

§ 30. 1. Przedsiębiorstwo ciepłownicze wykonuje, na zlecenie odbiorcy, czynności związane z uruchomieniem i przerwaniem dostarczania ciepła do wskazanych przez odbiorcę obiektów.

2. Czynności, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo ciepłownicze wykonuje:

- 1) nieodpłatnie – w przypadku gdy jest to pierwsze zlecenie odbiorcy na:
 - a) rozpoczęcie dostarczania ciepła do wskazanego obiektu po przyłączeniu tego obiektu do sieci ciepłowniczej,
 - b) rozpoczęcie dostarczenia ciepła w danym roku w celu ogrzewania wskazanego obiektu,
 - c) przerwanie dostarczania ciepła w celu ogrzewania wskazanego obiektu po rozpoczęciu dostarczania ciepła,
- 2) odpłatnie – za każde dodatkowe zlecenie odbiorcy dotyczące przerwania lub rozpoczęcia dostarczania ciepła do wskazanych obiektów.

§ 31. Przedsiębiorstwo ciepłownicze wykonuje zleczone przez odbiorców czynności związane z rozpoczęciem i przerwaniem dostarczania ciepła w terminach określonych w umowach, a w przypadku gdy umowy nie określają tych terminów, czynności te są wykonywane w terminach określonych w § 27 ust. 2 pkt 3.

Rozdział 7

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 32. Warunki przyłączenia wydane przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony w zakresie, w jakim nie są sprzeczne z przepisami niniejszego rozporządzenia.

§ 33. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 lipca 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci ciepłowniczych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 100, poz. 642).

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

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 11 sierpnia 2000 r.

w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne.

(Dz. U. Nr 75, poz. 866)

Na podstawie art. 6 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady przeprowadzania przez przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, kontroli układów pomiarowych, dotrzymywania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń, a także wzory protokołów kontroli i upoważnień do przeprowadzania kontroli oraz wzór legitymacji.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o układach pomiarowych, należy przez to rozumieć gazomierze, liczniki energii elektrycznej lub ciepła albo inne przyrządy pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe wraz z układami połączeń między nimi, służące do pomiaru i rozliczeń zużycia paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

§ 3. Kontrola, o której mowa w § 1, ma na celu:

- 1) sprawdzenie prawidłowości eksploatacji i działania układów pomiarowych oraz rozliczeń zużycia paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, a w przypadku stwierdzonych nieprawidłowości – wyjaśnienie przyczyn ich powstania,
- 2) ustalenie, czy miało miejsce pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy albo z częściowym lub całkowitym pominięciem układu pomiarowego,
- 3) sprawdzenie dotrzymywania warunków zawartej umowy, w szczególności zgodności sposobu wykorzystywania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła z warunkami określonymi w umowie.

§ 4. Przedsiębiorstwo energetyczne przeprowadza kontrolę z własnej inicjatywy lub na wniosek odbiorcy. Kontrolę na wniosek odbiorcy przedsiębiorstwo energetyczne przeprowadza w terminie 7 dni od dnia złożenia wniosku.

§ 5. 1. Kontrolę przeprowadzają upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych, zwani dalej „kontrolującymi”, w zespole liczącym co najmniej dwie osoby.

2. Kontrolujący przeprowadzają kontrole na podstawie imiennego upoważnienia i legitymacji, wydanych przez właściwy organ przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Wzór upoważnienia, o którym mowa w ust. 2, określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

4. Wzór legitymacji, o której mowa w ust. 2, określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do prowadzenia ewidencji przeprowadzonych kontroli i wydanych upoważnień oraz legitymacji.

§ 6. Przedsiębiorstwo energetyczne, zlecając kontrolującym przeprowadzenie kontroli, ustala:

- 1) miejsce kontroli, ze wskazaniem odbiorcy,
- 2) termin przeprowadzenia kontroli,
- 3) osoby upoważnione do przeprowadzania kontroli,
- 4) szczegółowy zakres kontroli.

§ 7. 1. Kontrolę przeprowadza się w dniach i godzinach pracy, obowiązujących u odbiorcy, w sposób nie zakłócający pracy.

2. Kontrolę w lokalu mieszkalnym przeprowadza się w godzinach od 7⁰⁰ do 20⁰⁰, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy.

§ 8. W ramach kontroli:

- 1) odbiorcy lub osoby przez nich upoważnione:
 - a) zapewniają kontrolującym dostęp do urządzeń technicznych oraz wgląd do dokumentów i materiałów mających związek z przeprowadzaną kontrolą,
 - b) udzielają kontrolującym niezbędnych wyjaśnień,
- 2) kontrolujący mają prawo:
 - a) wglądu do dokumentów i materiałów mających związek z przeprowadzaną kontrolą,
 - b) przeprowadzania oględzin i prób układów pomiarowych,
 - c) przeprowadzania niezbędnych przeglądów urządzeń, będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, wykonywania prac związanych z ich eksploatacją lub naprawą oraz badań i pomiarów.

§ 9. Kontrola obejmuje w szczególności:

- 1) oględziny układów pomiarowych i ich zabezpieczeń przed uszkodzeniem, zniszczeniem lub zmianą wskazań,
- 2) sprawdzenie prawidłowości wskazań poszczególnych układów pomiarowych,
- 3) sprawdzenie właściwości metrologicznych układów pomiarowych,
- 4) ocenę poprawności działania elementów układu pomiarowego,
- 5) dokonanie badań i pomiarów w zakresie przedmiotu kontroli,
- 6) przeprowadzanie niezbędnych prac związanych z eksploatacją lub naprawą układów pomiarowych należących do przedsiębiorstwa energetycznego,
- 7) zebranie i zabezpieczenie materiałów dotyczących naruszenia przez odbiorcę warunków umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym, w szczególności warunków eksploatacji układów pomiarowych.

§ 10. Wejście na teren nieruchomości lub do pomieszczeń w celu przeprowadzenia kontroli oraz sama kontrola odbywa się w obecności odbiorcy bądź osób przez odbiorcę upoważnionych.

§ 11. Kontrolujący dokonują ustaleń stanu faktycznego na podstawie wyników oględzin, zabezpieczonych urządzeń, instalacji lub ich części, materiałów, o których mowa w § 9, oraz pisemnych wyjaśnień.

§ 12. Kontrolujący informują odbiorcę bądź osobę przez odbiorcę upoważnioną o ustaleniach wskazujących na ujawnione w trakcie prowadzonej kontroli nieprawidłowości w eksploatacji układów pomiarowych i prowadzonych rozliczeniach.

§ 13. 1. Z przeprowadzonej kontroli kontrolujący sporządzają protokół, w którym zamieszczają ustalenia dokonane w trakcie kontroli.

2. Protokół kontroli, o którym mowa w ust. 1, sporządza się w dwóch egzemplarzach, z których jeden otrzymuje odbiorca bądź osoba przez odbiorcę upoważniona.

3. Wzór protokołu kontroli, o którym mowa w ust. 1, określa załącznik nr 3 do rozporządzenia.

§ 14. 1. Odbiorcy albo osobie przez odbiorcę upoważnionej przysługuje prawo zgłoszenia, przed podpisaniem protokołu kontroli, umotywowanych zastrzeżeń co do ustaleń zawartych w protokole.

2. Zastrzeżenia zgłasza się na piśmie w terminie 7 dni od dnia otrzymania protokołu kontroli.

3. W razie zgłoszenia zastrzeżeń, o których mowa w ust. 2, kontrolujący jest obowiązany niezwłocznie dokonać ich analizy i, w miarę potrzeby, podjąć dodatkowe czynności kontrolne, a w razie:

- 1) stwierdzenia zasadności zastrzeżeń – odpowiednio zmienić lub uzupełnić odpowiednią część protokołu kontroli,
- 2) nieuwzględnienia zastrzeżeń – przedstawić odbiorcy lub osobie przez odbiorcę upoważnionej pisemne uzasadnienie swojego stanowiska.

4. W przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, właściwy organ przedsiębiorstwa energetycznego, w terminie 14 dni od dnia otrzymania protokołu kontroli wraz z zastrzeżeniami i stanowiskiem kontrolujących, informuje na piśmie odbiorcę albo osobę przez odbiorcę upoważnioną o zajętych stanowiskach wobec nieuwzględnionych przez kontrolujących zastrzeżeń.

§ 15. 1. Protokół kontroli podpisują kontrolujący i odbiorca, a w razie jego nieobecności – osoba przez odbiorcę upoważniona.

2. Odbiorca albo osoba przez odbiorcę upoważniona może odmówić podpisania protokołu kontroli, składając, w terminie 7 dni roboczych od dnia jego otrzymania, pisemne wyjaśnienie przyczyn tej odmowy.

3. O odmowie podpisania protokołu kontroli i złożeniu wyjaśnienia kontrolujący czynią wzmiankę w protokole.

§ 16. W przypadku stwierdzenia w wyniku kontroli nieprawidłowości w zakresie, o którym mowa w § 3, właściwy organ przedsiębiorstwa energetycznego, w terminie 14 dni od dnia otrzymania protokołu kontroli, zawiadamia na piśmie odbiorcę lub osobę przez odbiorcę upoważnioną o terminie i sposobie usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości.

§ 17. Informacje uzyskane w trakcie przeprowadzonej kontroli nie mogą być udostępniane osobom trzecim bez pisemnej zgody odbiorcy, u którego przeprowadzono kontrolę.

§ 18. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz wzorów protokołu kontroli i upoważnień do przeprowadzania kontroli (Dz. U. Nr 107, poz. 672).

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

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

Załączniki do rozporządzenia Ministra Gospodarki
z dnia 11 sierpnia 2000 r. (poz. 866)

Załącznik nr 1

WZÓR UPOWAŻNIENIA DO PRZEPROWADZENIA KONTROLI*

.....
(pieczęć przedsiębiorstwa energetycznego)

.....
(data wystawienia)

.....
(termin kontroli)

Upoważnienie do przeprowadzenia kontroli nr

Na podstawie art. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555) upoważnia się:

..... legitymacja nr

..... legitymacja nr

..... legitymacja nr

(imiona i nazwiska upoważnionych przedstawicieli przedsiębiorstwa energetycznego i cechy dokumentu tożsamości)

do przeprowadzenia kontroli

.....
(oznaczenie odbiorcy i miejsca kontroli)

Przedmiotem kontroli jest

(oznaczenie celu i zakresu kontroli)

Upoważnienie jest ważne za okazaniem legitymacji.

* Wypełnić pismem maszynowym.

.....
(podpis, stanowisko służbowe i numer telefonu
służbowego osoby wystawiającej upoważnienie)

WZÓR LEGITYMACJI PRZEDSTAWICIELA PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO

Strona przednia

Logo przedsiębiorstwa energetycznego	Legitymacja do przeprowadzania kontroli (oznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego)
	Numer legitymacji Termin ważności <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> (pieczęć wystawcy) (data i podpis wystawcy) </div>

Strona odwrotna

Fotografia	Nazwisko Imiona Okaziciel niniejszej legitymacji jest upoważniony do wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie przeprowadzana jest kontrola, i przeprowadzenia postępowania kontrolnego w zakresie układów pomiarowych, dotrzymywania zawartych umów i prawidłowości rozliczeń, na podstawie przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm).
------------	--

Legitymacja ma kolor jasnozielony i jest dwustronnie foliowana.

Format legitymacji 6 x 12 cm.

Strona przednia legitymacji zawiera:

- wizerunek logo przedsiębiorstwa energetycznego na tle białym,
- poniżej wstęga koloru żółto–czarnego,
- napisy koloru czarnego.

Strona odwrotna legitymacji zawiera:

- napisy koloru czarnego,
- zdjęcie, umieszczone w zaznaczonej ramce.

(pieczęć przedsiębiorstwa energetycznego)

WZÓR PROTOKOŁU KONTROLI

Protokół kontroli nr

Na podstawie art. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555) w dniu

upoważnieni przedstawiciele

(oznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego dokonującego kontroli)

(imiona i nazwiska kontrolujących)

na podstawie upoważnienia do kontroli nr z dnia przeprowadzili kontrolę u

(oznaczenie odbiorcy i miejsca kontroli)

Oprócz kontrolujących przy wykonywaniu kontroli obecni byli:

(osoby obecne przy kontroli)

Kontrola miała na celu

(określenie zakresu i celu kontroli)

Kontrolę rozpoczęto o godz., a zakończono o godz.

Kontrolujący dokonali następujących czynności kontrolnych:

W wyniku powyższych czynności kontrolujący dokonali następujących ustaleń:

W wyniku kontroli kontrolujący podjęli następujące czynności:

Odbiorca nie wnosi żadnych zastrzeżeń do protokołu/wniósł następujące zastrzeżenia do protokołu¹:

Na tym kontrolę zakończono.

(podpisy kontrolujących)

(podpis odbiorcy lub osoby przez niego upoważnionej)

¹ Niepotrzebne skreślić.

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 24 sierpnia 2000 r.

w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, obrotu paliwami gazowymi, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców.

(Dz. U. Nr 77, poz. 877)

Na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1991 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 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe warunki:

- 1) przyłączenia podmiotów do sieci gazowych,
- 2) obrotu paliwami gazowymi,
- 3) świadczenia usług przesyłowych,
- 4) ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych,
- 5) standardów jakościowych obsługi odbiorców paliw gazowych.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) przedsiębiorstwie gazowniczym – należy przez to rozumieć przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi oraz magazynowaniem paliw gazowych,
- 2) sieci gazowej – należy przez to rozumieć gazociągi wraz ze stacjami gazowymi, układami pomiarowymi i tłoczniami gazu, połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych, należące do przedsiębiorstwa gazowniczego,
- 3) sieci przesyłowej – należy przez to rozumieć sieć gazową służącą do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa,
- 4) sieci rozdzielczej – należy przez to rozumieć sieć gazową służącą do przesyłania i dystrybucji paliw gazowych o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa,
- 5) operatorze sieci przesyłowej – należy przez to rozumieć jednostkę organizacyjną przedsiębiorstwa gazowniczego posiadającego koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych siecią przesyłową odpowiedzialną za ruch sieciowy,
- 6) operatorze sieci rozdzielczej – należy przez to rozumieć jednostkę organizacyjną przedsiębiorstwa gazowniczego, posiadającego koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych siecią rozdzielczą, odpowiedzialną za ruch sieciowy,
- 7) operatorze sieci – należy przez to rozumieć operatora sieci przesyłowej lub operatora sieci rozdzielczej,
- 8) układzie pomiarowym – należy przez to rozumieć gazomierze i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiaru ilości pobranych paliw gazowych i dokonywania rozliczeń,
- 9) przyłączy – należy przez to rozumieć odcinek sieci gazowej od gazociągu zasilającego do kurka głównego wraz z zabezpieczeniem włącznie, służący do przyłączania instalacji gazowej znajdującej się na terenie i w obiekcie odbiorcy,
- 10) instalacji gazowej – należy przez to rozumieć urządzenia ga-

zowe z układami połączeń między nimi, zasilane z sieci gazowej, znajdujące się na terenie i w obiekcie odbiorcy.

Rozdział 2

Przyłączenie podmiotów do sieci gazowej

§ 3. 1. Przyłączenie do sieci gazowej następuje na podstawie umowy o przyłączenie, po spełnieniu technicznych warunków przyłączenia określonych przez przedsiębiorstwo gazownicze, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”.

2. Umowę, o której mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo gazownicze zawiera z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci gazowej, który posiada tytuł prawny do korzystania z obiektu przyłączanego do tej sieci.

§ 4. Podmioty albo odbiorcy przyłączani do sieci gazowej dzielą się na następujące grupy przyłączeniowe, zwane dalej „grupami przyłączeniowymi”:

- 1) grupa I – podmioty albo odbiorcy pobierający paliwo gazowe w ilości do 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy i do 25 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny zaazotowany,
- 2) grupa II – podmioty albo odbiorcy pobierający paliwo gazowe w ilości powyżej 10 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy i powyżej 25 m³/h w przeliczeniu na gaz ziemny zaazotowany.

§ 5. 1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej, który posiada tytuł prawny do korzystania z obiektu, o którym mowa w § 3 ust. 2, może wystąpić z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia.

2. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 1, nie spełnia wymogów określonych w § 6, przedsiębiorstwo gazownicze w terminie 7 dni od daty wpłynięcia wniosku zawiadomi wnioskodawcę, wyznaczając termin do uzupełnienia wniosku nie krótszy niż 14 dni. Jeżeli wniosek nie zostanie uzupełniony w wyznaczonym terminie, przedsiębiorstwo gazownicze pozostawia wniosek bez rozpoznania.

3. Wzór wniosku, o którym mowa w ust. 1, ustala przedsiębiorstwo gazownicze.

4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci gazowej, który nie posiada tytułu prawnego do korzystania z obiektu przyłączanego do tej sieci, może wystąpić do przedsiębiorstwa gazowniczego o przedstawienie możliwości przyłączenia.

5. Przedsiębiorstwo gazownicze udziela odpowiedzi o istniejących możliwościach przyłączenia w terminie 21 dni od dnia wpływu wystąpienia, o którym mowa w ust. 4.

§ 6. 1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia, dla wnioskodawcy zaliczanego do I grupy przyłączeniowej, powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy,
- 2) określenie rodzaju paliwa gazowego, zgodnie z wymaganiami, o których mowa w § 23,
- 3) określenie:

- a) terminu rozpoczęcia odbioru paliwa gazowego,
- b) celu wykorzystania paliwa gazowego,
- c) maksymalnego godzinowego odbioru paliwa gazowego.

2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy załączyć:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu budowlanego lub nieruchomości, w którym będą użytkowane urządzenia i instalacje,
- 2) mapę zasadniczą terenu do celów projektowych z zaznaczonym miejscem odbioru paliwa gazowego.

3. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, dla wnioskodawcy zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien zawierać dodatkowo:

- 1) określenie:
 - a) minimalnego i maksymalnego godzinowego, dobowego oraz rocznego zapotrzebowania na paliwo gazowe,
 - b) wymaganego ciśnienia w punkcie dostawy i odbioru paliwa gazowego,
- 2) opis wymagań dotyczących warunków pracy przyłączanych urządzeń i instalacji gazowych w okresie rozruchu tych urządzeń,
- 3) określenie możliwości korzystania z innych źródeł energii w przypadku przerw lub ograniczeń w dostarczaniu paliwa gazowego,
- 4) opis wymagań dotyczących odmiennych od standardów jakościowych parametrów paliwa gazowego lub warunków jego dostarczania.

4. W przypadku gdy o przyłączenie do sieci gazowej ubiega się podmiot zajmujący się przesyłaniem, dystrybucją albo magazynowaniem paliw gazowych, wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać w szczególności:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy,
- 2) określenie:
 - a) rodzaju paliwa gazowego,
 - b) terminu rozpoczęcia przesyłania lub magazynowania paliw gazowych,
- 3) określenie mocy umownej,
- 4) przewidywaną ilość odbioru paliwa gazowego,
- 5) parametry ciśnienia paliw gazowych oraz charakterystykę pracy magazynu,
- 6) wymagane ciśnienia w punkcie dostawy i odbioru paliw gazowych,
- 7) opis wymagań w okresie rozruchu podłączonej sieci gazowej lub podłączonego magazynu.

§ 7. 1. Jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliwa gazowego, przedsiębiorstwo gazownicze określa warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w § 6 ust. 1,
- 2) 60 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w § 6 ust. 3,
- 3) 90 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w § 6 ust. 4.

2. Warunki przyłączenia są ważne przez okres dwóch lat od dnia ich wydania.

§ 8. Warunki przyłączenia powinny określać w szczególności:

- 1) miejsce podłączenia gazociągów lub instalacji gazowych do sieci gazowej i jej parametry techniczne, w tym średnicę gazociągu,
- 2) zakres niezbędnej budowy lub rozbudowy sieci gazowej w związku z przyłączeniem,
- 3) parametry techniczne przyłącza,
- 4) rodzaj paliwa gazowego zgodnie z wymaganiami, o których mowa w § 23,

- 5) minimalne i maksymalne ciśnienie dostawy i odbioru paliw gazowych,
- 6) wymagania dotyczące dokonywania pomiaru i kontroli dostawy i odbioru paliw gazowych oraz miejsce zainstalowania układu pomiarowego,
- 7) charakterystykę dostawy i odbioru paliw gazowych, w tym minimalne i maksymalne godzinowe, dobowe oraz roczne zapotrzebowanie na paliwa gazowe, a także charakterystykę pracy magazynu,
- 8) miejsce dostawy i odbioru paliw gazowych,
- 9) granicę własności sieci przedsiębiorstwa gazowniczego i instalacji gazowej,
- 10) zasady korzystania przez odbiorcę z innych źródeł energii w przypadku przerw lub ograniczeń w dostarczaniu paliwa gazowego,
- 11) projektowany koszt wykonania przyłączenia,
- 12) wymagania dotyczące wyposażenia stacji gazowej, rodzaju układu pomiarowego i warunków technicznych ochrony antykorozyjnej.

§ 9. Umowa o przyłączenie, o której mowa w § 3 ust. 1, powinna określać w szczególności:

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) termin realizacji przyłączenia,
- 3) wysokość opłaty za przyłączenie,
- 4) granicę własności sieci przedsiębiorstwa gazowniczego i instalacji gazowej,
- 5) warunki udostępnienia przez podmiot przyłączany przedsiębiorstwu gazowniczemu należącej do tego podmiotu nieruchomości w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
- 6) przewidywany termin zawarcia umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usługi przesyłowej,
- 7) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy o przyłączenie, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonych w umowie.

Rozdział 3

Obrót paliwami gazowymi

§ 10. Przedsiębiorstwo gazownicze prowadzi obrót paliwami gazowymi na warunkach określonych w koncesji oraz umowie sprzedaży paliw gazowych.

§ 11. Umowa sprzedaży paliw gazowych powinna określać w szczególności:

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) ilość paliwa gazowego niezbędną do utrzymania ruchu technologicznego urządzeń gazowych znajdujących się w obiekcie odbiorcy,
- 3) grupę taryfową, według której będą dokonywane rozliczenia z tytułu sprzedaży paliw gazowych, sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności oraz terminy regulowania należności,
- 4) terminy rozpoczęcia dostarczania paliw gazowych do obiektu oraz odczytów wskazań urządzeń pomiarowych,
- 5) szczegółowe warunki ustalania terminów przerywania dostarczania paliw gazowych i rozpoczynania dostarczania tych paliw po przerwie w dostarczaniu,
- 6) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności standardów jakościowych obsługi odbiorców,

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 13.10.2000 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Mazowiecka Wytwórnia Wódek i Drożdży Polmos S.A. w Plochocinie	25,10
	Zakład Gospodarki Komunalnej w Kozienicach	2,90
	Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo–Usługowe „Piaseczno” w Piasecznie	35,90
	Otwocki Zakład Energetyki Ciepłej	29,00
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Żyrardów Sp. z o.o.	11,30
	Elektrociepłownia Radom w upadłości S.A. w Radomiu	- 5,30
	Elektrociepłownie Warszawskie S.A. w Warszawie	3,70
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legionowie	1,50
	Relpol Centrum Sp. z o.o. w Warszawie	10,40
Wrocław	Dolnośląski Zakład Termoeenergetyczny S.A. w Wałbrzychu	5,10
	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko–Własnościowa „Odra” w Oławie	4,92
	ZEC Bolesławiec	4,70
	Kombinat Rolny Kietrz Sp. z o.o. w Kietrz	6,70
	Zakład Energetyki Ciepłej w Górze	6,66
	Przedsiębiorstwo Energetyczne „Energetyka–Rokita” w Brzegu Dolnym	13,02
	Poznań	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Aleksandrowie Kujawskim
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jarocinie		3,50
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Janikowie		9,65
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Golubiu Dobrzyniu		- 0,56
Cukrownia Kościan S.A. w Kościanie		7,60
Przedsiębiorstwo Budowlano–Instalacyjne „Janemmert” w Terespolu Pomorskim		- 21,80
Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A. w Ostrowie Wlkp.		3,60
Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A. w Poznaniu		4,43
Elektrociepłownia „Energator – Toruń” S.A. w Toruniu		12,54
„Geotermia Czarnków” Sp. z o.o. w Czarnkowie		15,40
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Obornikach Wlkp.		6,71
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „MEC” Sp. z o.o. w Trzciance		38,58
Toruńska Przędzalnia Czesankowa „Merinotex” S.A. w Toruniu		- 52,30
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gnieźnie		0,92
Jarocińskie Fabryki Mebli S.A. w Jarocinie	12,70	
Gdańsk	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PEC Sp. z o.o. w Kwidzynie	18,23
	Warmińskie Zakłady Przetwórstwa Owocowo–Warzywnego Sp. z o.o. w Kwidzynie	0,00
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Słupsku	1,52
	Zakład Energetyki Ciepłej w Miastku	4,90
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Rucianem Nidzie	44,20
	Fabryka „Sklejka” – Pisz w Piesz	16,60
Kraków	P.P.U. „KZGM” Sp. z o.o. w Proszkowicach	16,35
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Nowym Sączu Sp. z o.o.	4,47
	Delphi Chassis Systems Krosno S.A.	0,60
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Mielcu	16,79
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno–Ściekowej „ENWOS” Sp. z o.o. w Chełmku	22,64
	MPGK Sp. z o.o. w Krynicy	- 7,89
	Energomedia Sp. z o.o. w Trzebini	8,06
	BOL–THERM Sp. z o.o. w Bukownie	14,53
	Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko–Własnościowa „Zorza” w Myślenicach	- 16,80
	Carbon Black Sp. z o.o. w Jaśle	0,00

Kraków	Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	10,50
	P.P.H.U. „KRAKGUM” w Dobrzycach	14,48
	P.P.H.U. „MTM” Straszecin	9,53
	Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego WSK Gorzyce w Gorzycach	64,04
Katowice	Zespół Elektrociepłowni Bytom S.A.	8,20
	Elektrownia Chorzów S.A.	- 2,06
	Elektrownia Jaworzno III S.A.	9,70
	Elektrociepłownia Zabrze S.A.	9,30
	Elektrociepłownia Tychy S.A.	14,91
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gliwicach	9,60
	Energetyka Cieszyńska S.A. w Cieszynie	10,80
	Zespół Ciepłowni Przemysłowych Carbo-Energia Sp. z o.o. w Rudzie Śląskiej	12,30
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Rudzie Śląskiej	11,40
	Elektrownia „Łaziska” S.A. w Łaziskach Górnych	6,20
	Przedsiębiorstwo Komunalne „THERMA” Sp. z o.o. w Bielsku-Białej	7,94
	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe „Komech” Sp. z o.o. w Sosnowcu	17,30
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Tarnowskich Górach	6,20
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Ciepłogaz” w Krupskim Młynie	8,34
Łódź	„Pro-Agro” S.A. w Kunowie	6,10
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Łasku	8,80
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Aleksandrowie Łódzkim	10,05
	Zakład Energetyki Ciepłej w Końskich	1,56
	Pabianickie Zakłady Farmaceutyczne „Polfa” w Pabianicach	166,90
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Starachowicach	5,62
	„Chemarbel” Sp. z o.o. w Kielcach	3,11
	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	3,35
	Ozorkowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. w Ozorkowie	7,20
	Elektrociepłownia Kielce Sp. z o.o. w Kielcach	5,54
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Sandomierzu	7,68
Szczecin	Fabryka Papieru Szczecin – Skolwin S.A. w Szczecinie	46,40
	Geotermia Pyrzyce Sp. z o.o. w Pyrzycach	15,70
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Zielonej Górze	22,00
	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Szczecinie	10,33
	Gmina Szprotawa – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Szprotawie	13,50
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gryfinie	9,29
	Zakład Ciepłownictwa Sp. z o.o. w Złocieńcu	2,68
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Świnoujściu	8,75
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Policach	2,01
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Goleniowie	2,40
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Strzelcach Krajeńskich	5,42
Lublin	Przedsiębiorstwo Przemysłu Spożywczego „PEPEES” S.A.	10,19
	Gmina Czarna Białostocka – Przedsiębiorstwo Komunalne	11,18
	Zakłady Azotowe Puławy S.A. w Puławach	15,03
	Fabryka Łożysk Toczących – Kraśnik S.A. w Kraśniku	10,62
	„KOBO” Sp. z o.o. w Bogdanie	7,43
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Międzyrzeczu Podlaskim	10,96
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. we Włodawie	2,52
	„Sokółka Okna i Drzwi” S.A.	8,43
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Mońkach	7,28	

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 13.10.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zespół Elektrociepłowni Bytom S.A.	23.08.2000 r.
2	Elektrownia Stalowa Wola S.A.	23.08.2000 r.
3	Elektrociepłownia Zabrze S.A.	25.08.2000 r.
4	ENERGA Zakład Oświetlenia Sp. z o.o.	25.08.2000 r.
5	Kopalnia Węgla Brunatnego „Bełchatów” S.A.	1.09.2000 r.
6	Zakład Energetyczny „Energo-Stil” Sp. z o.o.	11.09.2000 r.
7	ENERGOTEX S.A.	11.09.2000 r.
8	P – Line Sp. z o.o.	11.09.2000 r.
9	Wojkowiński Zakład Energetyczny „WOJZEC” Sp. z o.o.	11.09.2000 r.
10	„Andropol – Elektrociepłownia” Sp. z o.o.	11.09.2000 r.
11	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o.	15.09.2000 r.
12	Elektrownia „Rybnik” S.A.	19.09.2000 r.
13	PP Polskie Koleje Państwowe	19.09.2000 r.
14	Kuźnia Jawor S.A.	21.09.2000 r.
15	„Obrót Gliwice – GZE” Sp. z o.o.	21.09.2000 r.
16	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o.	26.09.2000 r.
17	NSK – ISKRA S.A.	26.09.2000 r.
18	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „ELTRONIK” S.C.	29.09.2000 r.
19	„Górażdze – Cement” S.A.	4.10.2000 r.
20	Elektrownia Jaworzno III S.A.	4.10.2000 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 13.10.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn – Niedzica – Sromowce Wyżne S.A.	5.09.2000 r.
2	Elektrownie Szczytowo – Pompowe S.A.	15.09.2000 r.
3	Huta Ostrowiec S.A.	21.09.2000 r.

Odmowa zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 13.10.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Gorzów S.A.	5.09.2000 r.

Uzupełnienie taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 13.10.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	23.08.2000 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU (stan na 13.10.2000 r.)

Wcc – wytwarzanie ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Gmina Strzelno – Zakład Energetyki Ciepłej Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej	88-320 Strzelno, Osiedle Piastowskie 4
2	„MPGK” Sp. z o.o.	33-380 Krynica, ul. Kraszewskiego 37
3	Gmina Koczała – Zakład Gospodarki Komunalnej ZB	77-220 Koczała, ul. Zielona 2
4	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „CIEPŁOGAZ” Sp. z o.o.	42-693 Krupski Młyn, ul. Główna 9
5	Zakład Energetyki Ciepłej i Usług Komunalnych Sp. z o.o.	64-915 Jastrowie, ul. Wojska Polskiego 29
6	Przedsiębiorstwo Usług Gminnych Sp. z o.o.	88-170 Pakość, ul. Inowrocławska 12
7	Miasto i Gmina Kępice – Zakład Energetyki Ciepłej	77-230 Kępice, ul. Niepodległości 6
8	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	16-100 Sokółka, ul. Kollątaja 55
9	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-040 Dobrze Miasto, ul. Olsztyńska 19
10	„CUKROWNIA GARBÓW” S.A. (patrz: PCC/1)	21-080 Garbów
11	Miasto i Gmina Iłża – Zakład Energetyki Ciepłej	27-100 Iłża, ul. Bodzetyńska 43
12	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	66-470 Kostrzyn n/Odrą, ul. Kopernika 4 a
13	Miasto Grybów – Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Grybowie	33-330 Grybów, ul. Ogrodowa 4
14	Gmina Łasin – Zakład Gospodarki Komunalnej	86-320 Łasin, ul. Grudziądzka 11
15	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Izabelli 6
16	Gmina i Miasto Lubraniec – Zakład Remontowo-Budowlany	87-890 Lubraniec, ul. Słowackiego 22
17	Spółka Ciepłowniczo-Energetyczna Jaworzno III Sp. z o.o.	43-603 Jaworzno, Al. 1000-lecia 7
18	Gmina Piecki – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Pieckach (patrz: PCC/2)	11-710 Piecki, Plac 1-go Maja 6
19	Miasto i Gmina Kowalewo Pomorskie – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	87-410 Kowalewo Pomorskie, ul. Brodnicka 1
20	Cukrownia „GRYFICE” S.A.	72-300 Gryfice, ul. Fabryczna 2
21	„GMINNA ENERGETYKA CIEPLNA” Sp. z o.o.	83-250 Skarszewy, Osiedle Sikorskiego 13
22	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. M. Curie-Skłodowskiej 41
23	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-580 Szklarska Poręba, ul. 1 Maja 35
24	Przedsiębiorstwo Komunalne w Tucholi Sp. z o.o.	89-500 Tuchola, ul. Świecka 68
25	Energetyka Ciepła „KORPEC” Sp. z o.o.	11-430 Korsze, ul. Wolności 19 b
26	Wojskowe Zakłady Motoryzacyjne Nr 5 PP (patrz: PCC/3)	60-406 Poznań, ul. Dąbrowskiego 262/280
27	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP	63-100 Śrem, ul. Staszica 4
28	Gmina Kleszczów – Gminny Zakład Gospodarki Komunalnej, Mieszkaniowej i Rolnej w Kleszczowie	97-560 Kleszczów, ul. Główna 4
29	Przedsiębiorstwo Instalacyjne „PRIM” S.A.	19-300 Elk, ul. Suwalska 84
30	„SOC-AL.” Sp. z o.o. (patrz: PCC/4)	32-066 Alwernia, ul. Kulawki 4
31	Miasto Głowno – Miejski Zakład Komunalny w Głownie	95-015 Głowno, ul. Dworska 3
32	„MARKAN” Sp. z o.o.	61-581 Poznań, ul. Ks. Jakuba Wujka 7
33	Stocznia Marynarki Wojennej PP	81-127 Gdynia, ul. Śmidowicza 48
34	Gmina Brzeg – Gminny Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	49-304 Brzeg, ul. Akacyjowa 9
35	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	40-168 Katowice, ul. Klonowa 35 c
36	„INFRASTRUKTURA” Sp. z o.o.	05-820 Piastów, ul. Gen. Maczka 2
37	Młodzieżowa Spółdzielnia Mieszkaniowa „Szkuner I”	84-120 Władysławowo, ul. 1000-lecia P. Polskiego 48
38	Gmina Krzyż Wielkopolski – Zakład Wodociągów i Kanalizacji	64-761 Krzyż Wielkopolski, ul. Mickiewicza 58 a
39	Miasto i Gmina Chmielnik – Miejski Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Energetyki Ciepłej	28-110 Chmielnik, Zrecz Duży, skr. poczt. 24
40	Miasto i Gmina Radzyń Chełmiński – Referat Gospodarczy	87-220 Radzyń Chełmiński, Plac Tow. Jaszczurczego 9
41	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Lwowska 37 a
42	„PCE-EUDO” Sp. z o.o.	72-600 Świnoujście, ul. I Paderewskiego 5a/11
43	Zdzisław Rudnicki – Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	76-230 Potęgowo, ul. Darżyńska 1

Legenda: Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	„CUKROWNIA GARBÓW” S.A. (patrz: WCC/10)	21-080 Garbów
2	Gmina Piecki – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Pieckach (patrz: WCC/18)	11-710 Piecki, Plac 1-go Maja 6
3	Wojskowe Zakłady Motoryzacyjne Nr 5 PP (patrz: WCC/26)	60-406 Poznań, ul. Dąbrowskiego 262/280
4	„SOC-AL.” Sp. z o.o. (patrz: WCC/30)	32-566 Alwernia, ul. Kulawki 4

Legenda: Wcc – wytwarzanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	„Energetyka” Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. Skłodowskiej-Curie 90
2	Janikowskie Zakłady Sodowe „JANIKOSODA” S.A.	88-160 Janikowo, ul. Przemysłowa 30
3	Elektrociepłownia „MARCEL” Sp. z o.o.	44-310 Radlin, ul. Hutnicza 1
4	Rafineria Gdańska S.A.	50-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135
5	Rafineria Czechowice S.A.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukasiewicza 2
6	Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A.	65-120 Zielona Góra, ul. Zjednoczenia 103
7	Cukrownia Łapy S.A.	18-100 Łapy
8	„Energomedia” Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Stanisław Simiński – „Stacja Paliw-Handel”	97-403 Drużbice, Drużbice Kol.
2	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „JUMAR” Sp. z o.o.	66-300 Międzyrzecz, ul. Waszkiewicza 69
3	Stanisław Simiński, Zdzisława Gołębiowska – Stacja Paliw S.C.	87-420 Szczerców, Chabelice 44 a
4	Ryszard Skrzela – Firma Usług Wielobranżowych „TANK-CHEM”	32-130 Koszyce, ul. Przedmieście 7
5	„FUBI” Sp. z o.o.	66-343 Wierzbno 23 a
6	Handel-Usługi-Produkcja „EKO-MAG” Magda Ewa	39-300 Mielec, Wola Mielecka 158
7	Zbigniew Matusiak, Maria Matusiak – Zakład Usługowo Handlowy – Stacja Paliw	95-080 Tuszyń, Głuchów

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 13.10.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	„Barlinek” S.A.	74-320 Barlinek, ul. Przemysłowa 1	Wcc, Pcc
2	Dystrybutor Produktów Naftowych „CePeN” Sp. z o.o.	77-300 Człuchów, ul. Plantowa 18	Mpc, Opc
3	Przedsiębiorstwo Budowy Gazociągów i Obiektów Towarzyszących „MEGAGAZ” S.A.	00-643 Warszawa, ul. Nowowiejska 10	Opc
4	Zdzisław Kozłowski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe	42-252 Irządze, Zawada 68	Opc
5	„EKO-PAL” Sp. z o.o.	64-850 Ujście, ul. Portowa 10	Opc
6	Andrzej Gądek – FIRMA G.A. „ETON”	32-013 Czyżów 61	Opc
7	„GEMI” Sp. z o.o.	40-085 Katowice, ul. Zabrska 10	Opc
8	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „SZÓSTKA” Sp. z o.o.	86-100 Świecie, ul. Bydgoska 1	Opc
9	„BP Poland” Sp. z o.o.	31-108 Kraków, ul. Retoryka 1	Opc
10	„WOLAR” Sp. z o.o.	63-112 Brodnica, Szoldry 2	Opc
11	Stanisław Smagała – Firma Handlowo-Uslugowa „PETROS”	32-590 Libiąż, ul. 13-Listopada 18/61	Opc
12	Jan Tyliś – „TYL-OIL” Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	61-418 Poznań, ul. Bardowskiego 23	Opc
13	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ERRA TRADE” Sp. z o.o.	40-486 Katowice, ul. Kollata 25	Opc
14	Krzysztof Baron – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „SILEX”	42-200 Częstochowa, ul. Kiedrzyńska 60	Opc
15	Jerzy Bronikowski – Stacja Paliw	32-048 Jerzmanowice, Gotkowiec 84	Wpc
16	Jerzy Nogala – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe Export-Import	05-651 Drwałew, Żyrów 49, gm. Chynów	Opc
17	„KARIMA-BIS” S.C.	28-361 Jędrzejów, Prząsław 70	Opc
18	„MERITUM” Sp. z o.o.	59-220 Legnica, ul. Rataja 21	Oee
19	„CENTROZAP” S.A.	40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29	Oee
20	Centrum Usług Proekologicznych Sektora Naftowego CPN EKOSERWIS Sp. z o.o.	66-016 Czerwieńsk, ul. Naftowa 1	Mpc, Opc
21	Zakłady Tworzyw Sztucznych „Ząbkowice-Erg” S.A.	42-520 Dąbrowa Górnicza, ul. Chemiczna 6	Pee, Oee
22	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o.	41-503 Chorzów, ul. Skłodowskiej 3	Wcc, Wee
23	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	38-100 Strzyżów, ul. Południowa 3	Pcc
24	„ELEKTROBUDOWA” S.A.	40-246 Katowice, ul. Porcelanowa 12	Pcc, Occ
25	„ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o.	97-406 Bełchatów 5	Pee, Oee
26	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „GIMAR” Sp. z o.o.	24-100 Puławy, ul. Słowackiego 2	Mpc, Opc
27	Roman Mieczysław Pawlina – Firma Handlowa „RiA”	39-410 Grębów, Jamnica 160	Opc
28	„BIS” S.A.	40-954 Katowice, ul. Dąbrowskiego 23	Opc
29	Elektrownia „Rybnik” S.A.	44-207 Rybnik, ul. Podmiejska	Opc
30	Hurtownia Paliw „ARTIM” S.A.	06-500 Mława, ul. Napoleońska 100	Mpc
31	Teresa Kaźmierczak – „ANTER”	53-609 Wrocław, ul. Fabryczna 10	Opc
32	Waldemar Głowala, Kazimiera Głowala, Agnieszka Gładysz, Małgorzata Głowala-Gładysz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „WAKAM” S.C.	21-050 Piaski, Bystrzejowice A 86	Opc
33	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „AGROCONCERN” Sp. z o.o.	43-400 Bielsko-Biała, Plac Wolności 9	Opc
34	„LANG” Sp. z o.o.	42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17	Opc
35	Wiktor Gryko – Przedsiębiorstwo „WIG”	15-161 Białystok, ul. Odrzańska 12	Opc
36	„STOCZNIA SZCZECIŃSKA” PORTA HOLDING S.A.	71-642 Szczecin, ul. Hutnicza 1	Opc
37	„GRODCONO” Sp. z o.o.	49-200 Grodków, ul. Wroclawska 60	Ppg, Opg

38	„KB-GAZ Technologia i Energia” Sp. z o.o.	71-333 Szczecin, ul. Krasickiego 4	Ppg, Opg
39	Zakłady Tworzyw Sztucznych „Izo-Erg” S.A.	44-100 Gliwice, ul. Jana Śliwki 86	Pee, Oee
40	„SOKO” Sp. z o.o.	80-395 Gdańsk, Al. Rzeczypospolitej 7 c /89	Wpc, Mpc
41	Barbara Kuc – „ENERGO-TRADE” Zakład Budownictwa Energetycznego i Ogólnego	26-600 Radom, ul. Grzegorzowski 2	Opc
42	„PKN Transport Słupsk” Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Grodzka 6	Opc
43	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „EKO-GAZ” Sp. z o.o.	34-300 Żywiec, ul. Bracka 64	Opc
44	„PETRO-TRANS” Sp. z o.o.	70-781 Szczecin, ul. Brązowa 81/2	Opc
45	Dariusz Kukła – Stacja Paliw Cedry Małe	83-020 Cedry Małe	Opc
46	Joanna Fabirkiewicz – „BAFAKO” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe	26-600 Radom, ul. Piastowska 1/38	Opc
47	Robert Garusiewicz – Firma „RON”	42-295 Koziegłowy, ul. Rycerska 15	Opc
48	Bankowy Dom Faktor Sp. z o.o.	01-211 Warszawa, ul. Kasprzaka 10/16	Opc
49	„HEAVEN POLSKA” Sp. z o.o.	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Fiolków 21	Opc
50	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ATLAS” Sp. z o.o.	42-595 Sączów, Siemonia, ul. Kościuszki 131 b	Opc
51	„ANPOL” Sp. z o.o.	41-250 Czeladź, ul. Dehnelów 40	Opc
52	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej „ENWOS” Sp. z o.o.	32-660 Chelmek, Plac Kilińskiego 1	Pee, Oee
53	Zespół Elektrociepłowni Bytom S.A.	41-908 Bytom, ul. Energetyki 11	Oee
54	Elektrownia Łagisza S.A.	42-504 Będzin, ul. Pokoju 14	Oee
55	Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.	63-400 Ostrów Wlkp., ul. Wysocka 57	Wee
56	Gmina Przechlewo – Zakład Gospodarki Komunalnej w Przechlewie	77-320 Przechlewo, ul. Człuchowska 26	Wcc, Pcc
57	Gmina Stary Targ – REFERAT KOMUNALNY	82-400 Stary Targ, ul. Świerczewskiego 20	Wcc, Pcc
58	Romuald Falkowski, Dariusz Traczykowski, Andrzej Udałowski – ZAKŁAD TECHNIKI CIEPLNEJ „EKO-RODAN” S.C.	87-100 Toruń, ul. Gen. Sowińskiego 4/10	Wcc
59	Rafineria Trzebinia S.A.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	Mpc
60	Rafineria Czechowice S.A.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukasiewicza 2	Pee, Oee
61	Górażdże – Wapno Sp. z o.o.	46-077 Górażdże, ul. Fabryczna 22	Pee, Oee
62	„ZGR” Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Ptasia 7	Opc
63	Jarosław Dobrut, Mirosław Krzeczek – „EMIRAT” S.C.	72-010 Police, ul. Kamienna 3	Opc
64	„UNICONTACT” Sp. z o.o.	55-107 Rzędziszowice 11	Opc
65	Mirosław Walawko, Piotr Gregier – P.H.U. „GAS LPG I” S.C.	01-922 Warszawa, ul. Conrada 18/197	Opc
66	„TRANS GALOPP” Sp. z o.o.	20-327 Lublin, ul. Wrońska 2	Opc
67	Przedsiębiorstwo Obrotu Paliwami „JAR-OIL” Sp. z o.o.	32-312 Jaroszewiec, ul. Kolejowa 1 b	Opc
68	„EKO-TRANS” Sp. z o.o.	70-663 Szczecin, ul. Piesza 27	Wcc, Pcc
69	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „EKO-TECH” Sp. z o.o.	64-020 Czempień, Piotrkowice 1 c	Wcc, Pcc
70	„GEOTERMIA UNIEJÓW” Sp. z o.o.	99-210 Uniejów, ul. Kościelnicka 44	Wcc, Pcc
71	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „EKO-WARK” Sp. z o.o.	70-846 Szczecin, ul. Kniewska 4	Wcc, Pcc
72	SFW Energia Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Sw. Urbana 17	Wcc, Pcc
73	Ciepłownia Złoty Stok „TERMEX” Sp. z o.o.	57-250 Złoty Stok, Rynek 1	Wcc, Pcc
74	„Ciepłownia Łañcut” Sp. z o.o.	37-100 Łañcut, ul. Polna 2 a	Pcc
75	Przedsiębiorstwo Energetyczne „MEGAWAT” Sp. z o.o.	44-230 Czerwionka-Leszczyny, ul. Młyńska 21 a	Occ
76	„Spółka Kompensacyjna” S.A.	40-065 Katowice, ul. Mikołowska 100	Opc
77	Zbigniew Ciach, Wanda Ciach – „CIACH” Przedsiębiorstwo Wielobranżowe	82-300 Elbląg, ul. Warszawska 122	Opc
78	„PRO ECO” Sp. z o.o.	50-950 Wrocław, Plac Solny 6/7 m. 1	Opc
79	„WARSAW GAS TRADING” Sp. z o.o.	02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41	Opc
80	„KB PRINT” Sp. z o.o.	14-300 Morąg, ul. Wenecka 1	Opc
81	„METAMEX NAFTACHEM” Sp. z o.o.	96-300 Żyrardów, ul. Jaktorowska 41	Wpc
82	„EKO-JAWA” Sp. z o.o.	59-870 Mirsk, ul. Głowackiego 2b/3	Opc
83	„Tractebel Polska” Sp. z o.o.	00-585 Warszawa, ul. Bagatela 14	Oee

84	Zbigniew Kostecki, Zbigniew Karolewski, Lech Vogel, Eugeniusz Wojciechowski, Piotr Głowacki – „NAFCIARZE” S.C.	78–600 Walcz	Opc
85	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej „EMPEGEK” Sp. z o.o.	09–200 Sierpc, ul. Konstytucji 3-go Maja 48	Opc
86	Henryk Krzysztof, Krzysztof Wojdyła – „AGRA – H” S.C. Import–Eksport	48–351 Biała Nyska, ul. Nyska 27	Opc
87	Agnieszka Cerek – Dystrybucja Gazu Butlowego Propan–Butan	32–104 Koniusza, Wierzbno 33	Opc
88	AGRO – KRAK Sp. z o.o.	32–020 Wieliczka, Mietniów 141	Opc
89	„MAS” – Obrót Surowcami i Materiałami Technicznymi Sp. z o.o.	40–599 Katowice, ul. Zeliwna 38	Mpc
90	„Energomedia” Sp. z o.o.	32–540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	Ppg, Opg
91	„VARIO TERM” Sp. z o.o.	04–994 Warszawa, ul. Poezji 19	Wcc, Pcc
92	Zakłady Mięsne w Dębicy S.A.	39–200 Dębica, ul. Fabryczna 1	Pcc, Occ
93	Elektrociepłownia „WAGON” Sp. z o.o.	63–400 Ostrów Wielkopolski, ul. Wroclawska 93	Wcc, Pcc

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
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI (stan na 13.10.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Przedsiębiorstwo Usługowe Zespołu Elektrociepłowni Wrocław „ELEKTROSERVICE” Sp. z o.o.	50–220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	Pee, Oee
2	Andrzej Szajda – Zakład Instalatorstwa Sanitarnego i Ogrzewania	46–200 Kluczbork, ul. Podwale 4	Ppg, Opg

Legenda:

- Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 13.10.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław S.A.	50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5
2	„GROKO” Bogdan Sękowski	35-025 Rzeszów, ul. Lisa-Kuli 19
3	PTL „LANGIER” S.C.	42-262 Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17
4	P.H.U. „FINKIELAN”	31-100 Nidzica, ul. Kolejowa 25
5	Agencja „T.E.D.”	82-681 Łaziska, ul. Stobiecko Szlacheckie
6	TRICITUM-SERVICE Sp. z o.o.	21-512 Zalesie, ul. Wólka Dobryńska 159
7	Stacja Paliw „Leśna Polana” Świąder i S-ka S.C.	39-300 Mielec, ul. Wolności 159
8	Firma „HEKTOM” S.C.	16-400 Suwałki, ul. Korczaka 8/48
9	F.H.U. „BAKO”	32-500 Chrzanów, ul. Grunwaldzka 17
10	DOMINEX Sp. z o.o.	37-300 Leżajsk, ul. Podolszyny 39
11	Petro-Res Sp. z o.o.	35-082 Rzeszów, ul. Wetlińska 3 a
12	Przedsiębiorstwo Naprawy Taboru Leśnego Sp. z o.o.	04-856 Warszawa, ul. Wielostronna 31/2
13	P.P.H. FEDERICO Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Dąbrowskiego 28
14	„Pressta-Ciepłownia” Sp. z o.o.	62-005 Owińska, Bolechowo k/Poznań, ul. Obornicka 1
15	Huta Batory S.A.	41-506 Chorzów, ul. Dyrekcyjna 6
16	FAKTOR Sp. z o.o.	62-800 Kalisz, ul. Żołnierska 11
17	„ZADOIL” S.C.	34-220 Maków Podhalański
18	„Greting Tuchola” Sp. o.o.	74-100 Gryfino, ul. Grunwaldzka 7
19	Stacja Paliw Napędowych „WYGODA” S.A.	48-400 Cieszyń, ul. Stawowa 60
20	EL-NAFT Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Mostowa 6
21	Stacja Paliw Mieczysław Leus	59-223 Krotoszyce, Wilczyce
22	Wiesław Ornafel – Agro Skład Stacja Paliw	98-161 Zapolice, ul. Kalinowa 76 a
23	GWARANCJA Sp. z o.o.	40-018 Katowice, ul. Graniczna 57 c
24	CPN Serwis Mazowsze Sp. z o.o.	02-220 Warszawa, ul. Łopuszańska 28
25	„PAPOIL” International Sp. z o.o.	41-503 Chorzów, ul. Kościuszki 63
26	Zakład Handlu Opalem Fabian Suchocki	16-400 Suwałki, ul. Klasztorna 7
27	„TANK” Sp. z o.o.	57-300 Kłodzko, ul. Traugutta 9
28	DUO S.A.	71-700 Szczecin, ul. Ludowa 7/8
29	P.W. E. R. Jędrzejewscy	26-803 Promna 78
30	C.H.U.P. „PORĄBKA”	32-862 Porąbka, ul. Iwkowska 72
31	CMC S.C. Firma Handlowo-Usługowo-Produkcyjna Centrum Motoryzacji Czyżycki S.C.	32-864 Gnojnik
32	Firma Wielobranżowa „Na Skarpie” S.C. Z. i K. Łukasik	43-300 Bielsko-Biała, ul. Czerwona 112
33	„TRANSGÓR MYSŁOWICE” S.A.	41-400 Myslowice, ul. Mikołowska 31
34	Zakłady Wodociągów i Kanalizacji	66-460 Witnica, ul. Kosynierów Mirosławskich 1
35	Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.	81-337 Gdynia, ul. Rotterdamska 9
36	„MEL-BUD” Sp. z o.o.	71-528 Szczecin, ul. Monte Cassino 24
37	PKS Sp. z o.o.	91-729 Łódź, ul. Smutna 28
38	POLENERGIA S.A.	02-531 Warszawa, ul. Łowiecka 62
39	Zakład Energetyczny ELSEN Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Rejtana 6
40	P.P.H.U. POLKOM Sp. z o.o.	46-320 Praszka, ul. Warszawska 31
41	P.P.H.U. PESTANPOL S.C.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Babiogórska 69
42	PKN Transport Olsztyn Sp. z o.o.	11-041 Olsztyn, ul. Gutkowo 54
43	Przedsiębiorstwo MODEX-OIL Łucja Strzelecka	82-500 Kwidzynie, ul. Sztumska 9
44	Zakład Produktów Naftowych Nr 8 „Dewako” S.C.	21-200 Parczew, ul. Kolejowa 143
45	Firma „WAFRO” Sp. z o.o.	36-200 Brzozów, ul. Bielawskiego 1
46	Przedsiębiorstwo ATLAS Finanse i Zaopatrzenie Sp. z o.o.	40-847 Katowice, ul. Pukowca 15
47	Spectra Sp. z o.o.	30-804 Kraków, ul. Siostrzana 6
48	Stacja Paliw S.C.	78-300 Świdwin, ul. Sportowa 1
49	Stacja Paliw Zbigniew Godlewski	19-500 Gołdap, ul. Warszawska 11
50	InterOil S.C.	97-420 Szczerców, ul. Piotrkowska 1
51	Mazowiecka Fabryka Drożdży Sp. z o.o.	05-860 Józefów, ul. Fabryczna 1
52	„NAFCIARZE” S.C.	78-600 Wałacz, ul. Południowa 57
53	RDH Sp. z o.o.	20-112 Lublin, ul. Grodzka 23

KONCESJE

54	P.W. „MARIA”	63–900 Rawicz, ul. Rawicka 2 a
55	LIDMAN Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	42–520 Dąbrowa Górnicza, Al. Zwycięstwa 97
56	P.H.U. „PIETRA” Tomasz Witowski	35–205 Rzeszów, ul. Lisa–Kuli 11/12
57	IMMAGO Sp. z o.o.	32–400 Myślenice, ul. Przemysłowa 6
58	Shell Marketing Polska	02–103 Warszawa, ul. Hankiewiczza 2
59	Przedsiębiorstwo Handlowe „TROJAK” S.C. J. K. Werynowski	26–330 Żarnów, ul. Trojanowice 26 a
60	Zakłady Chemiczne i Tworzyw Sztucznych Boryszew S.A.	96–500 Sochaczew, ul. 15 Sierpnia 106
61	CETAN Sp. z o.o.	73–110 Stargard Szczeciński, ul. Wojska Polskiego 95
62	„ROMA” Stacja Paliw Teresa Jaworska	95–200 Pabianice, ul. Rzgowska 276
63	„PTL” Walo Józef	42–262 Poczesna, ul. Kopalniana 17
64	P.H.U. „COMPLEX” Sp. z o.o.	32–831 Olsztyn 190
65	„PRIMAX–FELIX” S.C.	41–936 Bytom, ul. Ptakowicka 4
66	P.H.U. „JANPOL” Jurkiewicz Jan	87–100 Toruń, ul. Krucza 2
67	Z.P. „Głubczyce” S.A.	48–100 Głubczyce, ul. I Armii W 16/18
68	TG Zofia Rudkowska	31–127 Kraków, ul. Kochanowskiego 3/1 a
69	STALEXPOL S.A.	40–315 Katowice, ul. Roździeńskiego 95
70	Zakłady Farmaceutyczne POLPHARMA S.A.	83–200 Stargard Gdański, ul. Pełplińska 19
71	Huta „Andrzej” S.A.	46–059 Zawadzkie, ul. Ks. Wajdy 1
72	PCE–EUDO Sp. z o.o.	72–600 Świnoujście, ul. I. Paderewskiego 5A/11
73	P.H.U. „DUET” S.C.	97–415 Kluki
74	OLE–PAR P.P.H.U. Marek Pajor	91–341 Łódź, ul. Brukowa 90
75	IDEA 98 Sp. z o.o.	44–100 Gliwice, ul. Zygmunta Starego 9
76	Wojewódzka Stacja Pogotowia Ratunkowego i Transportu Sanitarnego	21–500 Biała Podlaska, ul. Warszawska 20
77	COLMEX Sp. z o.o. P.P.U.	44–100 Gliwice, ul. Plebiscytowa 1
78	Elektrociepłownia Lublin–Wrotów Sp. z o.o.	20–484 Lublin, ul. Inżynierska 4
79	Stacja Paliw S.A.	22–300 Krasnystaw, ul. Okrzei 125
80	P.H.U. MARTEX	14–200 Ilawa, ul. Składowa 1 a
81	P.U.H. „OKTAN” S.C.	37–450 Stalowa Wola, ul. Staszica 6/16
82	EKONAFI Bolesławiec Sp. z o.o.	59–700 Bolesławiec, ul. T. Kościuszki 24
83	P.H.U. G&K Szejka	96–134 Jeżów, ul. Brzezińska 25 b
84	P.H.U. „SOREX” Jerzy Solak	43–300 Bielsko–Biała, ul. Legionów 57
85	ITS–TOP S.A.	43–188 Ożesze, ul. Piastowska 29
86	WARBI Sprzedaż Paliw Sp. z o.o.	66–40 Gorzów, ul. Małorolnych–Cicha 1
87	„OKTAN” S.C. Beata i Ryszard Brzescy	83–334 Miechucino, ul. Kartuska
88	AGAMA Sp. z o.o.	41–219 Sosnowiec, ul. Braci Miroszewskich 124
89	„BENROM” Stacja Paliw S.C.	55–216 Domaniów, ul. Brzezimierz 15
90	POMAR Sp. z o.o.	54–133 Wrocław, ul. Lotnicza 148
91	„PAULA” P.W. Paulina Hołysz	60–461 Poznań, ul. Ajschylosa 70
92	Zakład Energetyczno–Mechaniczny „ENERGETYK” Sp. z o.o.	99–320 Żychlin, ul. Narutowicza 72
93	AKO Zygmunt Stojek	82–310 Elbląg–Gronowo, ul. Bursztynowa 2
94	P.H.U. „TAPIRO” S.C.	16–400 Suwałki, ul. Piłsudskiego 107
95	S.C. „GALON” M. Markielowski, J. Chmielarz	34–130 Kalwaria Zebrzydowska, ul. Jagiellońska 60 d
96	OST–POL Sp. z o.o.	43–100 Tychy, ul. Sadowa 12
97	Stacja Paliw Raciążek Halina Ogorzała	87–730 Nieszawa, ul. Żabieniec 17A/24
98	Stacja Paliw MARSZEL S.C. R. Marcinkowski, L. Szerszeń	06–400 Ciechanów, ul. Pułtуска 65
99	P.H.U. „DUO” S.C.	42–221 Częstochowa Lgota, ul. Częstochowska 90
100	Firma Handlowa „Tank–Full” Jan Skowrya	37–127 Krzemienica
101	COREKT S.C. Stacja Paliw	99–434 Domaniewice, ul. Stroniewice 9 a
102	„LUB–TRANS” P.W. Export–Import, Monika Alicja Wrzyszc	20–247 Lublin, ul. K. Tumidajskiego 12/3
103	TORIN Sp. z o.o.	87–148 Łysomice, ul. Porzeczkowa 12
104	P.H. BEKRYKS Stacja Paliw	87–148 Łysomice, ul. Gdańska
105	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	38–200 Jasło, ul. Asnyka 6
106	D.G. Sp. z o.o.	70–010 Szczecin, ul. Szczawiowa 53d
107	AMA S.C. Stacja Paliw Płynnych	39–230 Brzostek 186
108	Stacja Paliw St. Matlag	34–400 Nowy Targ, ul. Krakowska 1
109	AUTO–ZBIX Sp. z o.o.	61–503 Poznań, ul. Chłapowskiego 29
110	Firma Chemiczna Dwory S.A.	32–600 Oświęcim, ul. Chemików 1

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 13.10.2000 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji
1	Elektrociepłownia Tychy S.A.	43-100 Tychy, ul. Przemysłowa 47	4.09.2000	WCC/3A/97W/3/2000/EG
2	Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A.	60-960 Poznań, ul. Gdwińska 54	4.09.2000	WCC/194C/1270W/3/2000/RW
3	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	38-700 Ustrzyki Dolne, ul. Przemysłowa 16	5.09.2000	WCC/623B/404W/3/2000/BP PCC/651B/404W/3/2000/BP
4	Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	59-900 Zgorzelec, ul. Groszkowa 1	5.09.2000	WCC/110B/400W/3/2000/BP
5	J. Tolstolucka - „JET”	61-501 Poznań, ul. Dolna Wilcza 60/6	11.10.2000	PCC/111C/400W/3/2000/BP
6	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Porta Petrol S.A.	71-332 Szczecin, ul. Marii Skłodowskiej Curii 7	7.09.2000	WPC/24A/9234W/1/2/2000/MS
7	Przedsiębiorstwo Usługowo Wdrożeniowe „TEMPEKS”	60-126 Poznań, ul. Knapowskiego 38	12.09.2000	WCC/731A/2904W/3/2000/BP
8	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej P.P.	41-902 Bytom, ul. Wrocławska 122	15.09.2000	WCC/379A/201W/3/2000/BP
9	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Królewskiej Tamy	15.09.2000	WCC/237B/240W/3/2000/BP PCC/251B/240W/3/2000/BP
10	Przedsiębiorstwo Handlu Chemikaliami „CHEMIA-WROCLAW” S.A.	52-131 Wrocław, ul. Buforowa 2	15.09.2000	OPC/457A/9385W/3/2000/MJ
11	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.	72-010 Police, ul. Bankowa 18	15.09.2000	WCC/559A/202W/3/2000/EG
12	R. Kantowski	99-300 Kutno, ul. Kościuszki 35	15.09.2000	OPC/774A/9362W/3/2000/MJ
13	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	11-525 Orzysz, ul. Kajki 4	20.09.2000	WCC/188A/572W/3/2000/MJ PCC/202A/572W/3/2000/MJ
14	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	27-200 Starachowice, ul. Radomska 10	20.09.2000	WCC/52C/173W/3/2000/MJ PCC/55D/W/3/2000/2000/MJ
15	H. Jończak - „STARPOL”	42-200 Częstochowa, ul. Bór 66 c	20.09.2000	OPC/175A/9136W/1/2/2000/BK
16	TRANS-GAZ S.A.	44-251 Rybnik, ul. Kłokocińska 51	20.09.2000	OPC/453A/3488W/1/2/2000/BK
17	Huta Aluminium „KONIN” S.A.	62-510 Konin, ul. Hutnicza 1	20.09.2000	OEE/226A/70W/1/2/2000/MS
18	H. Dąbkowska, M. Kuberna - P.H.U. „HAWIMA” Sp. z o.o.	81-222 Gdynia, ul. Morska 171	20.09.2000	OPC/470A/2873W/1/2/2000/BK
19	Zarząd Miasta Hrubieszów - Zakład Energetyki Ciepłej	22-500 Hrubieszów, ul. Gródecka 40 a	21.09.2000	WCC/316A/391W/3/2000/BP PCC/323A/391W/3/2000/BP
20	Delphi Chassis Systems Krosno S.A.	38-400 Kutno, ul. Gen. L. Okulickiego 7	21.09.2000	PCC/704A/697W/3/2000/RW
21	Fabryka Firanek „Wisła” S.A.	39-451 Skopanie	21.09.2000	PCC/373A/658W/3/2000/RW
22	P.P.H.U. „ENCO” Sp. z o.o.	41-914 Bytom, Strzelców Bytomskich 165	21.09.2000	WCC/358B/330W/3/2000/RW
23	E. Kmita - P.P.U. „Hydronika”	75-609 Koszalin, ul. Zwycięstwa 219	21.09.2000	WCC/659A/2696W/3/2000/ZJ PCC/693A/2696W/3/2000/ZJ
24	P. Nowak, T. Thackray - „FORTUM POLSKA” Sp. z o.o.	02-676 Warszawa, ul. Postępu 13	22.09.2000	OPC/11B/3182W/1/2/2000/BK
25	Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa	40-168 Katowice, ul. Klonowa 35 c	22.09.2000	PCC/884A/9831W/3/2000/MJ
26	Zespół Ciepłowni Przemysłowych CARBO-ENERGIA Sp. z o.o.	41-700 Ruda Śląska, ul. Szyb Walenty 32	22.09.2000	WCC/70B/207W/3/2000/RW
27	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-300 Myślibórz, ul. Lipowa 13	22.09.2000	WCC/42A/389W/3/2000/MJ PCC/44B/389W/3/2000/MJ

28	Przedsiębiorstwo Energetyczne Megawat Sp. z o.o.	44-230 Czerwionka Leszczyny, ul. Młyńska 21 a	26.09.2000	PCC/509A/287/W/3/2000/RW
29	Przedsiębiorstwo Techniki Ciepłej ASPRA S.A.	28-340 Sędziszów, ul. Spółdzielcza 25	27.09.2000	WCC/14A/684/W/3/2000/BP PCC13A/684/W/3/2000/BP
30	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	14-300 Morąg, ul. Przemysłowa 20	28.09.2000	WCC/534A/430/W/3/2000/MJ PCC/563A/430/W/3/2000/MJ
31	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	26-700 Zwolen, ul. Bogusza 19	28.09.2000	WCC/747A/4957/W/3/2000/RW PCC/780A/4957/W/3/2000/RW
32	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	32-800 Brzesko, ul. Przemysłowa 8	28.09.2000	WCC/169A/224/W/3/2000/MJ
33	FENICE Poland Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79 a	28.09.2000	PEE/137A/9257/W/1/2/2000/MS OEE/145A/9257/W/1/2/2000/MS PPG/7A/9257/W/1/2/2000/MS OPG/6A/9257/W/1/2/2000/MS PCC/817B/9257/W/3/2000/MJ OCC/237A/9257/W/3/2000/MJ
34	POLAR S.A.	51-200 Wrocław, ul. Gen. T. Bora-Komorowskiego 6	28.09.2000	OCC/37A/460/W/3/2000/RW
35	M. Weimann - „WEBO” Malgorzata Weimann	62-800 Kalisz, ul. Obozowa 4	28.09.2000	OPC/413A/3612/W/1/2/2000/AS
36	A. Tokaj - Preem Polska Sp. z o.o.	00-665 Warszawa, ul. Nowowiejska 25	29.09.2000	OPC/28C/3252/W/1/2/2000/BK
37	KULAK Sp. z o.o.	98-240 Szadek, ul. Łaska 7	29.09.2000	OPC/370A/3580/W/3/2000/BP
38	M. Klasza - Klasz Miron	97-500 Radomsko, ul. Malinowa 11	2.10.2000	OPC/800A/9713/W/3/2000/BP
39	Energy Managment and Conservation Agency Sp. z o.o.	00-503 Warszawa, ul. Żurawia 6/12	4.10.2000	OEE/127A/9152/W/1/2/99/AS
40	STATOIL POLSKA Sp. z o.o.	00-465 Warszawa, ul. 29 Listopada 10	4.10.2000	OPC/218A/3471/W/1/2/2000/VK
41	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o.	26-700 Zwolen, ul. Bogusza 19	4.10.2000	WCC/747A/4957/W/3/2000/RW PCC/780A/4957/W/3/2000/RW
42	Mieջygminnie Towarzystwo Budownictwa Społecznego Sp. z o.o.	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Towarowa 11	5.10.2000	OCC/176A/1567/W/3/2000/ZJ
43	Firma Handlowa „WITOSPOL” Wierzchosławice	33-150 Wola Rzędzińska	6.10.2000	OPC/138B/3728/W/1/2/2000/MS
44	MERITUM Sp. z o.o.	59-220 Legnica, ul. Rataja 21	6.10.2000	OEE/263A/1214/W/1/2/2000/MS
45	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	08-400 Garwolin, Al. Legionów 19	11.10.2000	WCC/515A/397/W/3/2000/BP PCC/542A/397/W/3/2000/BP
46	„KREX” Sp. z o.o.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Kleszczelowska 84 a	11.10.2000	OPC/663A/9464/W/3/2000/BP
47	D. Wójcik, Z. Walecki, J. Stegenty, J. Szmelca - Zakład Automatyki Przemysłowo Ciepłowniczej PECTOR S.C.	87-100 Toruń, ul. Kluczyki 17/22	11.10.2000	WCC/506A/33/W/3/2000/MJ
48	CIEPŁOWNIA Sp. z o.o.	95-070 Aleksandrów Łódzki, ul. Piotrkowska 10/12	11.10.2000	PCC/802A/185/W/3/2000/MJ
49	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Żyrardów Sp. z o.o.	96-300 Żyrardów, ul. Konarskiego 2	11.10.2000	PCC/598B/226/W/3/2000/BP
50	H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.	61-458 Poznań, ul. 28 Czerwca 1956 r. 223/229	4.11.2000	WCC/60A/340/W/3/2000/RW

Legenda:

Wcc - wytwarzanie ciepła
Pcc - przesyłanie i dystrybucja ciepła
Occ - obrót ciepłem

Pee - przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
Oee - obrót energią elektryczną
Wpc - wytwarzanie paliw ciekłych

Opc - obrót paliwami ciekłymi
Ppg - przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
Opg - obrót paliwami gazowymi

7) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

§ 12. Przedsiębiorstwo gazownicze prowadzące obrót paliwami gazowymi jest obowiązane do:

- 1) uwzględniania w przypadku zakupu paliw gazowych:
 - a) źródeł oferujących najkorzystniejsze warunki,
 - b) maksymalnego poziomu dostaw tych paliw z zagranicy, określonego w odrębnych przepisach,
- 2) dostarczania paliwa gazowego na warunkach określonych w umowie sprzedaży lub w umowie o świadczenie usługi przesyłowej,
- 3) uzgadniania z odbiorcą:
 - a) zmian warunków dostarczania paliwa gazowego, w szczególności gdy urządzenia gazowe wymagają przystosowania do nowych warunków,
 - b) planowanych przerw lub ograniczeń w dostarczaniu paliwa gazowego, wprowadzanych na podstawie odrębnych przepisów lub umowy,
- 4) udzielania odbiorcom informacji o przewidywanych terminach przywrócenia normalnych warunków dostarczania paliwa gazowego w przypadku zakłóceń w jego dostarczaniu,
- 5) niezwłocznego likwidowania przerw i zakłóceń w dostarczaniu paliwa gazowego,
- 6) umożliwiania odbiorcy dostępu do układu pomiarowego oraz kontroli prawidłowości wskazań układu pomiarowego.

§ 13. Odbiorca paliw gazowych jest obowiązany do:

- 1) odbioru i użytkowania paliwa gazowego zgodnie z obowiązującymi przepisami i warunkami umowy sprzedaży paliw gazowych lub umowy o świadczenie usługi przesyłowej,
- 2) zapewnienia:
 - a) przedstawicielom przedsiębiorstwa gazowniczego dostępu do instalacji, układu pomiarowego oraz możliwości kontroli prawidłowości wskazań układu pomiarowego,
 - b) możliwości wykonywania prac związanych z eksploatacją urządzeń i instalacji gazowych przedsiębiorstwa gazowniczego, znajdujących się w obiekcie odbiorcy,
- 3) prawidłowego wykonywania poleceń w zakresie przerw i ograniczeń w odbiorze paliwa gazowego, wprowadzanych na podstawie odrębnych przepisów lub umowy,
- 4) zabezpieczenia przed uszkodzeniem plomb w układzie pomiarowym,
- 5) niezwłocznego informowania przedsiębiorstwa gazowniczego o zauważonych wadach lub usterkach w układzie pomiarowym, a także o stwierdzonych przerwach i zakłóceniach w odbiorze paliwa gazowego,
- 6) terminowego regulowania należności.

Rozdział 4

Świadczenie usług przesyłowych

§ 14. Przedsiębiorstwo gazownicze realizuje usługi przesyłowe na warunkach określonych w koncesji oraz umowie o świadczenie usług przesyłowych.

§ 15. Umowa o świadczenie usług przesyłowych powinna określać w szczególności:

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) rodzaj paliwa gazowego, zgodnie z wymaganiami, o których mowa w § 23,
- 3) termin rozpoczęcia świadczenia usługi przesyłowej,

4) miejsce dostarczania i odbioru paliwa gazowego przeznaczonego do przesyłania,

5) ilość paliwa gazowego przewidzianego do przesyłania, w tym przeznaczonego na potrzeby technologiczne i straty sieciowe, oraz zasady pomiaru paliwa gazowego,

6) jakość, niezawodność i terminowość dostaw i odbioru paliwa gazowego,

7) grupę taryfową, według której będą dokonywane rozliczenia za sprzedaż paliw gazowych, warunki wprowadzania zmian tych stawek, sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności oraz terminy regulowania należności,

8) w elkość godzinowej lub dobowej mocy zamówionej oraz warunki i terminy jej zmiany,

9) określenie punktu, w którym następuje przekazanie paliwa gazowego do przesyłu przez dostawcę gazu,

10) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, w szczególności przekroczenie mocy umownej oraz niedostarczenie paliwa przez dostawcę,

11) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

§ 16. Przedsiębiorstwo gazownicze za świadczenie usługi przesyłowej pobiera opłaty na podstawie stawek opłat określonych w taryfie lub umowie o świadczenie usługi przesyłowej.

§ 17. Przedsiębiorstwo gazownicze nie może odmówić zawarcia umowy, o której mowa w § 14, jeżeli spełnione są równocześnie następujące warunki:

- 1) odbiorca uzyskał prawo do korzystania z usług przesyłowych na zasadach określonych w rozporządzeniu,
- 2) istnieją techniczne możliwości przesyłania paliwa gazowego istniejącą siecią gazową, bez pogorszenia, poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, niezawodności oraz jakości dostarczanego paliwa gazowego, do odbiorców przyłączonych do sieci,
- 3) istnieją układy pomiarowe umożliwiające określenie ilości paliwa dostarczanego i odbieranego z sieci gazowej,
- 4) świadczenie usług przesyłowych przez przedsiębiorstwo gazownicze nie będzie powodowało niekorzystnej zmiany opłat za dostarczanie paliwa gazowego, ponoszonych przez odbiorców przyłączonych do sieci gazowej.

Rozdział 5

Prowadzenie ruchu sieciowego i eksploatacja sieci

§ 18. 1. Prowadzenie ruchu sieciowego należy do obowiązków przedsiębiorstwa gazowniczego, które powinno wyznaczyć operatora sieci.

2. Ruch sieci:

- 1) przesyłowej – prowadzi operator sieci przesyłowej,
- 2) rozdzielczej – prowadzi operator sieci rozdzielczej.

§ 19. Do obowiązków operatora sieci przesyłowej należy:

- 1) sterowanie przepływem paliw gazowych,
- 2) dysponowanie paliwami gazowymi w źródłach i magazynach przyłączonych do sieci przesyłowej,
- 3) sporządzanie bilansu paliwa gazowego w sieci,
- 4) decydowanie o terminie i czasie trwania planowanych robót w sieci przesyłowej,
- 5) przekazywanie innym operatorom sieci informacji o pracy sieci przesyłowej zgodnie z zawartymi umowami,
- 6) opracowywanie planów ograniczeń dostaw gazu dla operato-

arów sieci rozdzielczej oraz odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej,

- 7) wprowadzanie ograniczeń w dostawach paliw gazowych,
- 8) prowadzenie optymalizacji pracy sieci przesyłowej,
- 9) sporządzanie raportów przepływu paliw gazowych w sieci przesyłowej,
- 10) zbieranie informacji dotyczących zdarzeń występujących w sieci przesyłowej.

§ 20. Do obowiązków operatora sieci rozdzielczej należy:

- 1) sterowanie przepływem paliw gazowych,
- 2) dysponowanie paliwami gazowymi w źródłach i magazynach gazu przyłączonych do sieci rozdzielczej,
- 3) sporządzanie bilansu paliwa gazowego w sieci,
- 4) decydowanie o terminie i czasie trwania planowanych robót w sieci rozdzielczej,
- 5) przekazywanie operatorowi sieci przesyłowej informacji dotyczącej pracy sieci rozdzielczej, zgodnie z zawartymi umowami,
- 6) opracowywanie planów ograniczeń dostaw gazu dla odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci rozdzielczej i przekazywanie tych planów operatorowi sieci przesyłowej,
- 7) wprowadzanie ograniczeń w dostawach paliw gazowych,
- 8) prowadzenie optymalizacji pracy sieci rozdzielczej,
- 9) sporządzanie raportów przepływu paliw gazowych,
- 10) zbieranie informacji dotyczących zdarzeń występujących w sieci rozdzielczej.

§ 21. Plany remontów urządzeń mających wpływ na ruch sieci, do której urządzenia są przyłączone, wymagają uzgodnienia z operatorem sieci.

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo gazownicze eksploatuje sieć gazową i zapewnia utrzymanie zdolności sieci gazowej do realizacji dostaw gazu, w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych gazu.

2. Eksploatację sieci, o której mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi na warunkach określonych w odrębnych przepisach.

Rozdział 6

Standardy jakościowe obsługi odbiorców

§ 23. 1. Przedsiębiorstwo gazownicze jest zobowiązane do dostarczania paliw gazowych spełniających następujące parametry jakościowe:

- 1) zawartość siarkowodoru nie powinna przekraczać 7,0 mg/m³,
- 2) zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 40,0 mg/m³,
- 3) zawartość par rtęci nie powinna przekraczać 30,0 µg/m³,
- 4) intensywność zapachu gazu powinna być wyczuwalna w powietrzu po osiągnięciu stężenia:
 - a) 1,5% V/V – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 25 ÷ 35,
 - b) 1,0% V/V – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 41 ÷ 50,
- 5) ciepło spalania powinno wynosić nie mniej niż:
 - a) 18 MJ/m³ – dla nominalnej liczby Wobbego 25,
 - b) 22 MJ/m³ – dla nominalnej liczby Wobbego 30,
 - c) 26 MJ/m³ – dla nominalnej liczby Wobbego 35,
 - d) 30 MJ/m³ – dla nominalnej liczby Wobbego 41,
 - e) 34 MJ/m³ – dla nominalnej liczby Wobbego 50.

2. Liczbę Wobbego, o której mowa w ust. 1, określa się jako stosunek ciepła spalania paliwa gazowego [MJ/m³] do pierwiastka kwadratowego gęstości względnej tego paliwa.

3. Parametry określone w ust. 1 wynoszą:

- 1) dla procesu spalania:
 - a) ciśnienie – 101,325 kPa,
 - b) temperatura – 298,15 K (25°C),
- 2) dla pomiaru objętości:
 - a) ciśnienie – 101,325 kPa,
 - b) temperatura – 273,15 K (0°C).

4. Przedsiębiorstwo gazownicze wykonuje badania poszczególnych parametrów jakościowych, o których mowa w ust. 1, w zakresie:

- 1) zawartości siarkowodoru – raz na 12 miesięcy,
- 2) zawartości siarki całkowitej – raz na 12 miesięcy,
- 3) zawartości par rtęci – tylko dla złóż paliwa gazowego zawierających rtęć – raz na 6 miesięcy,
- 4) intensywności zapachu – raz na 14 dni,
- 5) ciepła spalania – raz na 3 miesiące.

§ 24. W razie zastrzeżeń dotyczących jakości dostarczanych paliw gazowych, o której mowa w § 23, odbiorca może zażądać wykonania badania ich jakości w niezależnym laboratorium badawczym posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną zgodnie z odrębnymi przepisami.

§ 25. Przedsiębiorstwo gazownicze, w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, jest zobowiązane do:

- 1) udzielania odbiorcom informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostawy paliw gazowych, przerwanej z powodu awarii sieci,
 - 2) powiadamiania odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie paliw gazowych w formie: ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie, lub indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych bądź za pomocą innego środka telekomunikacji, co najmniej na 14 dni przed datą planowanej przerwy,
 - 3) uwzględniania propozycji odbiorcy dotyczącej rodzaju przyłącza i jego usytuowania, jeśli propozycja ta jest zgodna z obowiązującymi przepisami i warunkami technicznymi,
 - 4) odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze tej sieci,
 - 5) pokrycia kosztów badań, o których mowa w § 24, oraz wypłacenia odbiorcy odszkodowania w wysokości ustalonej w taryfie lub umowie, w przypadku stwierdzenia niezgodności jakości paliw gazowych, o której mowa w § 23,
 - 6) nieodpłatnego udzielania informacji dotyczących rozliczeń oraz aktualnych taryf,
 - 7) rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, nie później niż w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji.
- § 26. Rodzaj układów pomiarowych oraz wymagania związane z ich stosowaniem ustala przedsiębiorstwo gazownicze.
- § 27. W przypadku odbiorców zaliczanych do I grupy przyłączeniowej obowiązek instalowania gazomierza i ponoszenia kosztów z tym związanych spoczywa na przedsiębiorstwie gazowniczym.
- § 28.1. Przedsiębiorstwo gazownicze może zainstalować gazomierz na monety wrzutowe lub kartę magnetyczną, jeżeli odbiorca:
- 1) nie uregulował w terminie należności związanych z dostarczaniem paliw gazowych,

2) nie jest właścicielem obiektu, w którym prowadzi działalność gospodarczą,

3) użytkuje obiekt dorywczo w sposób uniemożliwiający sprawdzanie stanu wskazań układu pomiarowego w terminach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłowych.

2. Koszty zakupu gazomierza i jego zainstalowania, w przypadkach, o których mowa w ust. 1, ponosi odbiorca.

3. W razie nieuzasadnionej odmowy odbiorcy dotyczącej zainstalowania gazomierza i pokrycia kosztów, o których mowa w ust. 2, przedsiębiorstwo gazownicze może wstrzymać dostawę paliwa gazowego lub rozwiązać umowę sprzedaży paliw gazowych.

§ 29. 1. Po zakończeniu dostarczania paliw gazowych, a także w razie wymiany układu pomiarowego w trakcie dostaw paliw gazowych, przedsiębiorstwo gazownicze jest zobowiązane wydać odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stany wskazań liczydeł w chwili zakończenia dostarczania paliw gazowych lub demontażu.

2. Odbiorca może uczestniczyć przy odczycie wskazań urządzenia pomiarowego przed jego demontażem.

§ 30. 1. Na żądanie odbiorcy zaliczanego do I grupy przyłączeniowej przedsiębiorstwo gazownicze jest zobowiązane dokonać sprawdzenia prawidłowości działania gazomierza nie później niż w ciągu 30 dni od dnia zgłoszenia żądania.

2. Odbiorca ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania gazomierza. Badanie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 30 dni od dnia poinformowania odbiorcy o wyniku sprawdzenia, o którym mowa w ust. 1.

3. Odbiorca pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania gazomierza oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy w wyniku badania laboratoryjnego nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu gazomierza.

4. W każdym przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu gazomierza przedsiębiorstwo gazownicze zobowiązane jest dokonać korekty uprzednio wystawionych faktur, na zasadach i w terminach określonych w taryfach.

§ 31. W stosunku do odbiorców zaliczanych do II grupy przyłączeniowej szczególne wymagania i obowiązki stron dotyczące układu pomiarowego określa umowa sprzedaży paliw gazowych lub umowa o świadczenie usługi przesyłowej.

Rozdział 7

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 32. Warunki przyłączenia wydane przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony w zakresie, w jakim nie są sprzeczne z przepisami niniejszego rozporządzenia.

§ 33. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 lipca 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu paliwami gazowymi, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 93, poz. 588).

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

Minister Gospodarki: w z. B. Błaszczyk

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI

z dnia 25 września 2000 r.

w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców.

(Dz. U. Nr 85, poz. 957)

Na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255 oraz z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczególne warunki:

- 1) przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych,
- 2) obrotu energią elektryczną,
- 3) świadczenia usług przesyłowych,
- 4) prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci elektroenergetycznych,
- 5) standardów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

- 1) ustawie – należy przez to rozumieć ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne,

- 2) operatorze – należy przez to rozumieć operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu rozdzielczego,
- 3) operatorze systemu przesyłowego – należy przez to rozumieć przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na obszarze całego kraju, za pomocą sieci przesyłowej,
- 4) operatorze systemu rozdzielczego należy przez to rozumieć przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej na określonym w koncesji obszarze kraju, za pomocą sieci rozdzielczej,
- 5) sieci przesyłowej – należy przez to rozumieć sieć służącą do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
- 6) sieci rozdzielczej – należy przez to rozumieć sieć służącą do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV,
- 7) systemie elektroenergetycznym – należy przez to rozumieć sieć wraz z przyłączonymi do niej instalacjami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na za-

- sadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami,
- 8) mocy przyłączeniowej – należy przez to rozumieć moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służącą do zaprojektowania przyłącza,
 - 9) mocy umownej – należy przez to rozumieć moc czynną pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie sprzedaży energii, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut lub w przypadku, gdy urządzenia pomiarowe na to pozwalają – w okresie 1 godziny,
 - 10) miejscu dostarczania – należy przez to rozumieć punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest dostarczać energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług przesyłowych albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej,
 - 11) przyłączy – należy przez to rozumieć odcinek sieci służący do połączenia instalacji lub sieci jednego podmiotu z siecią,
 - 12) ofercie bilansującej – należy przez to rozumieć ofertę produkcyjno-cenową, zwiększenia części przyrostowej lub zmniejszenia części redukcyjnej – produkcji lub poboru energii, dla zbioru miejsc dostarczania, dla których sporządza się grafiki obciążeń, składaną operatorowi systemu przesyłowego, zawierającą dane handlowe i techniczne,
 - 13) usługach systemowych – należy przez to rozumieć usługi, świadczone przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej przez inne podmioty, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej,
 - 14) rezerwie mocy – należy przez to rozumieć zdolność jednostek wytwórczych do podjęcia wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci, nie wykorzystywaną w danym okresie,
 - 15) układzie pomiarowo-rozliczeniowym – należy przez to rozumieć liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów i rozliczeń,
 - 16) jednostce wytwórczej – należy przez to rozumieć wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i opisany poprzez dane techniczne i handlowe,
 - 17) grafiku obciążeń – należy przez to rozumieć zbiór danych określających wielkości poboru lub wprowadzenia energii elektrycznej dla zbioru miejsc dostarczania, dla których sporządza się ten zbiór danych, w poszczególnych godzinach,
 - 18) rynku bilansującym – należy przez to rozumieć część rynku konkurencyjnego, o którym mowa w art. 49 ustawy, na którym dokonywane są przez operatora systemu przesyłowego rozliczenia usług, zapewniające stałe równoważenie bilansu energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, ciągłość, niezawodność i jakość dostaw energii elektrycznej, realizowane na podstawie zgłoszonych umów

sprzedaży energii elektrycznej i ofert bilansujących na każdą godzinę doby.

Rozdział 2

Przyłączenie podmiotów do sieci elektroenergetycznej

§ 3. Przyłączenie podmiotów do sieci elektroenergetycznej, zwanej dalej „siecią”, następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”.

§ 4. 1. Podmioty przyłączane do sieci dzieli się na następujące grupy przyłączeniowe:

- 1) grupa I – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
- 2) grupa II – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym 110 kV, oraz podmioty przyłączane do sieci rozdzielczej, które wymagają dostaw energii elektrycznej o parametrach innych niż standardowe, albo podmioty posiadające jednostki wytwórcze współpracujące z siecią,
- 3) grupa III – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
- 4) grupa IV – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej od 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym od 63 A,
- 5) grupa V – podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
- 6) grupa VI – podmioty przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie zgodnie z umową zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż 1 rok.

2. Napięcie znamionowe, o którym mowa w ust. 1, określane jest w miejscu dostarczania energii elektrycznej.

§ 5. 1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, który posiada tytuł prawny do korzystania z obiektu przyłączanego do tej sieci, może złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci składa w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

3. Wzór wniosku, o którym mowa w ust. 1, ustala przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej.

§ 6. 1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy,
- 2) określenie mocy przyłączeniowej dla każdego miejsca dostarczania,
- 3) przewidywane roczne zużycie energii elektrycznej,
- 4) przewidywany termin dostawy lub poboru energii elektrycznej.

2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia może zawierać oprócz informacji, o których mowa w ust. 1, dodatkowo:

- 1) charakterystykę ruchową i eksploatacyjną przyłączanych instalacji lub sieci,
- 2) wymagania dotyczące odmiennych od standardów jakościowych parametrów energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczenia, w tym:
 - a) niezawodności lub ciągłości zasilania,
 - b) dopuszczalnej zawartości wyższych harmonicznych,
 - c) dopuszczalnej asymetrii napięć,
 - d) dopuszczalnych odchyłeń i wahań napięcia,
- 3) określenie minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa ludzi i mienia, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- 4) określenie wymagań technicznych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej.

3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla przedsięwzięcia zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej powinien zawierać oprócz informacji, o których mowa w ust. 1 i 2, dodatkowo:

- 1) określenie wielkości:
 - a) planowanej rocznej produkcji energii elektrycznej i ilości tej energii dostarczanej do sieci,
 - b) mocy dyspozycyjnej, osiągalnej i zainstalowanej jednostek wytwórczych,
 - c) zakresu dopuszczalnych zmian obciążeń jednostek wytwórczych i poszczególnych elektrowni,
 - d) wskaźnika emisji na 1 MWh produkcji energii elektrycznej w zakresie pyłu, SO₂, NO_x, CO₂,
 - 2) planowane zapotrzebowanie mocy i energii elektrycznej dla pokrycia potrzeb własnych.
4. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy załączyć:
- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym będą używane urządzenia lub instalacje elektryczne, lub oświadczenie o złożeniu takiego dokumentu przed podpisaniem umowy o przyłączenie,
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny, określający usytuowanie przyłączanego obiektu względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
 - 3) ekspertyzę wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na krajowy system elektroenergetyczny, gdy wniosek składają podmioty zaliczane do I i II grupy przyłączeniowej.

§ 7. 1. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zgłoszonych we wniosku, o którym mowa w § 6, powinny określać w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj połączenia z siecią instalacji lub innych sieci określonych we wniosku,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) obowiązujący zakres wymagań wynikający z instrukcji, o której mowa w § 29,
- 7) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 8) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 9) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
- 10) wartości:

- a) prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
- b) prądu zwarcia doziemnego,
- 11) wymagany stopień skompensowania mocy bierniej,
- 12) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - c) wyposażenia instalacji lub sieci niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
- 13) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
- 14) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażek w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 15) projektowany koszt wykonania przyłącza.

2. Warunki przyłączenia dla połączeń sieci określa umowa o przyłączenie.

3. Warunki, o których mowa w ust. 2, w przypadku przyłączenia do sieci, w której przepływ energii elektrycznej w poszczególnych gałęziach nie zależy wyłącznie od operatora systemu rozdzielczego, zwanej dalej „siecią wielooczkową zamkniętą”, wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego.

4. Warunki przyłączenia, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie.

5. Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia ich określenia.

§ 8. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej określa warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej,
- 2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III grupy przyłączeniowej,
- 3) 3 miesiące od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

§ 9. Umowa o przyłączenie, o której mowa w § 3, powinna określać w szczególności:

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
- 3) termin realizacji przyłączenia,
- 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
- 5) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków przyłączenia oraz tryb przyłączania do sieci,
- 6) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywania wymagań określonych w warunkach przyłączenia,
- 7) terminy przeprowadzania prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru przyłącza i przyłączanych instalacji,
- 8) miejsce rozgraniczenia własności sieci i instalacji między przedsiębiorstwem sieciowym a przyłączanym podmiotem,
- 9) planowane ilości energii elektrycznej pobieranej oraz przewidywany termin zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy o świadczenie usług przesyłowych, zwanej dalej „umową przesyłową”,
- 10) warunki udostępniania, przez przyłączany podmiot, nieruchomości w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,

11) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia,

12) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, w tym za opóźnienie terminu realizacji prac.

§ 10. 1. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych, na zasadach określonych w tej umowie.

2. Określone w umowie o przyłączenie próby i odbiory częściowe oraz próby końcowe i ostateczny odbiór przyłącza i przyłączonych instalacji lub sieci są przeprowadzane przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły tę umowę.

3. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w ust. 2, są potwierdzane przez strony w protokołach przeprowadzenia tych prób i odbiorców. Wzory protokołów ustala przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej.

§ 11. 1. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI określa umowa o przyłączenie, umowa sprzedaży energii lub umowa przesyłowa.

2. Miejscem dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, zależnie od rodzaju przyłącza, są:

- 1) przy zasilaniu z elektroenergetycznej linii napowietrznej przyłączem wykonanym pojedynczymi przewodami fazowymi – zaciski prądowe przewodów przy izolatorach stojaka dachowego lub konstrukcji wsporczej w ścianie budynku, na wyjściu w kierunku instalacji odbiorcy,
- 2) przy zasilaniu kablem ziemnym lub przyłączem kablowym z linii napowietrznej – zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy,
- 3) przy zasilaniu przyłączem napowietrznym, wykonanym wielożyłowym przewodem izolowanym – zaciski prądowe, o których mowa w pkt 1, lub zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu w kierunku instalacji odbiorcy, w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego,
- 4) w budynkach wielolokalowych – zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców.

Rozdział 3

Obrót energią elektryczną

§ 12. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi obrót energią elektryczną na warunkach określonych w koncesji, umowach sprzedaży energii elektrycznej, z uwzględnieniem instrukcji, o której mowa w § 29.

§ 13. Umowa sprzedaży energii elektrycznej zawierana przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej z odbiorcą, który nie nabył prawa do korzystania z usług przesyłowych lub prawo to nabył, ale z niego nie korzysta, powinna określać w szczególności:

- 1) strony umowy,
- 2) przedmiot umowy,
- 3) miejsce dostarczania energii elektrycznej oraz miejsca pomiaru,
- 4) moc umowną oraz warunki jej zmiany,
- 5) charakterystykę energetyczną odbioru, rozumianą jako zbiór danych określających zmiany poboru energii elektrycznej w ciągu doby i roku,

6) standardy jakościowe obsługi odbiorców,

7) grupę taryfową, według której będą dokonywane rozliczenia z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i świadczonych usług przesyłowych, oraz warunki zmiany grupy taryfowej, a także warunki wprowadzania zmian cen i stawek opłat, sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności oraz terminy regulowania należności,

8) obowiązki i prawa stron w zakresie:

- a) dokonywania pomiaru i kontroli poboru energii elektrycznej,
- b) przekazywania danych i informacji niezbędnych do prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci, o których mowa w § 19,

9) warunki eksploatacyjno-ruchowe inne niż określone w instrukcji, o której mowa w § 29,

10) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności standardów jakościowych obsługi odbiorców,

11) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

§ 14. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną jest obowiązane do:

- 1) zawarcia umowy przesyłowej z przedsiębiorstwem zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, które będzie realizowało dostawy tej energii na podstawie zawartych przez przedsiębiorstwo obrotu umów sprzedaży,
- 2) zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia ciągłości, niezawodności i jakości dostaw tej energii oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, do której stosuje się obowiązek zakupu, o którym mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy.

2. Zakup, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest realizowany na rynku bilansującym w ilości wynikającej z iloczynu łącznej ilości energii elektrycznej objętej tym zakupem w sieci danego operatora i ilorazu ilości energii elektrycznej określonej w zgłaszanych do operatora umowach sprzedaży przez dane przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem do łącznej ilości energii elektrycznej określonej w zgłaszanych do operatora umowach sprzedaży, o których mowa w § 18 ust. 1.

§ 15. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane do:

- 1) dostarczania energii elektrycznej zgodnie z obowiązującymi standardami i na warunkach określonych w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub w umowie przesyłowej,
- 2) instalowania na własny koszt układów pomiarowo-rozliczeniowych, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
- 3) informowania odbiorców o terminach planowanych przerw i ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej z wyprzedzeniem umożliwiającym przygotowanie się odbiorcy do przerw lub ograniczeń,
- 4) niezwłocznego likwidowania przerw i zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- 5) umożliwiania odbiorcy dostępu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, wglądu do materiałów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energią elektryczną oraz kontroli prawidłowości wskazań tych układów.

§ 16. Odbiorca energii elektrycznej jest obowiązany do:

- 1) pobierania mocy i energii elektrycznej zgodnie z obowiązującymi przepisami i warunkami umowy,

- 2) utrzymywania należącej do niego sieci, wewnętrznej instalacji zasilającej i odbiorczej w stanie technicznym zgodnym z wymaganiami określonymi w odrębnych przepisach,
- 3) terminowego regulowania należności za energię elektryczną oraz innych należności związanych z dostarczaniem tej energii,
- 4) utrzymywania użytkowanej nieruchomości w sposób nie powodujący utrudnień w prawidłowym funkcjonowaniu sieci, a w szczególności do zachowania wymaganych odległości od istniejących urządzeń, w przypadku stawiania obiektów budowlanych i sadzenia drzew, zgodnie z wymaganiami określonymi w odrębnych przepisach,
- 5) powierzania budowy lub dokonywania zmian w instalacji elektrycznej osobom posiadającym odpowiednie uprawnienia i kwalifikacje,
- 6) umożliwienia upoważnionym przedstawicielom przedsiębiorstwa energetycznego dostępu, wraz z niezbędnym sprzętem, do należących do niego elementów sieci i urządzeń znajdujących się na terenie lub w obiekcie odbiorcy w celu przeprowadzania prac eksploatacyjnych lub usunięcia awarii w sieci lub do układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 7) zabezpieczenia przed uszkodzeniem plomb, a w szczególności plomb zabezpieczeń głównych i w układzie pomiarowo-rozliczeniowym,
- 8) niezwłocznego poinformowania przedsiębiorstwa energetycznego o zauważonych wadach lub usterkach w układzie pomiarowo-rozliczeniowym i o innych okolicznościach mających wpływ na możliwość niewłaściwego rozliczenia za energię elektryczną oraz o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,
- 9) dostosowania swoich urządzeń do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których został uprzednio powiadomiony.

§ 17. Przepis § 13 stosuje się odpowiednio do umowy sprzedaży energii elektrycznej zawieranej przez przedsiębiorstwo energetyczne z odbiorcą, który nabył prawo do korzystania z usług przesyłowych i korzysta z tego prawa.

§ 18. 1. Podmioty, po zawarciu umowy sprzedaży energii, o której mowa w § 17, oraz umowy przesyłowej, zgłaszają tę umowę sprzedaży do realizacji operatorowi właściwemu ze względu na miejsce dostarczania energii elektrycznej oraz przekazują dane i informacje niezbędne do planowania produkcji i prowadzenia ruchu sieciowego, o którym mowa w § 25.

2. W szczególności jeżeli dane i informacje, o których mowa w ust. 1, określają:

- 1) roczne dostawy energii elektrycznej w danym roku kalendarzowym – prognozowane dane i informacje należy przekazać nie później niż do końca trzeciego kwartału roku poprzedzającego dany rok,
- 2) miesięczne dostawy energii elektrycznej w danym miesiącu roku kalendarzowego – prognozowane dane i informacje należy przekazać nie później niż na 7 dni roboczych przed rozpoczęciem miesiąca,
- 3) wielkości dostaw energii elektrycznej na każdą godzinę następnej doby – dane i informacje należy przekazywać do:
 - a) operatorów systemów rozdzielczych – nie później niż do godziny 9⁰⁰ dnia poprzedzającego dzień, w którym dostarczona będzie energia elektryczna,
 - b) operatora systemu przesyłowego – nie później niż do godziny 10⁰⁰ dnia poprzedzającego dzień, w którym dostarczona będzie energia elektryczna.

3. Dane i informacje, o których mowa w ust. 2 pkt 1 i 2, operatorzy uwzględniają w planach koordynacyjnych sporządzanych na okres roku i miesiąca, w celu ustalania planów postojów poszczególnych jednostek wytwórczych i wyłączeń elementów sieci oraz opracowania informacji handlowej dla uczestników rynku bilansującego.

4. Dane i informacje, o których mowa w ust. 2 pkt 3, zwane dalej „zgłoszeniami realizacyjnymi”, zawierają w szczególności:

- 1) zestawienie ilości energii elektrycznej pobieranej lub oddawanej w miejscach jej dostarczenia,
- 2) ofertę bilansującą dla każdego miejsca dostarczania jednostki wytwórczej i odbiorczej przyłączonej do sieci przesyłowej.

5. Operator systemu rozdzielczego przekazuje operatorowi systemu przesyłowego zgłoszenia realizacyjne:

- 1) w formie grafików obciążeń dla miejsc dostarczania energii elektrycznej w sieci wielooczkowej zamkniętej,
- 2) zbiorcze zestawienia grafików obciążeń dla pozostałych miejsc dostarczania energii elektrycznej – do godziny 10⁰⁰ dnia poprzedzającego dzień jej dostawy.

6. Szczegółowy zakres danych i informacji, o których mowa w ust. 1, oraz szczegółowy tryb ich przekazywania określa instrukcja, o której mowa w § 29.

§ 19. 1. Operator systemu przesyłowego, w celu realizacji zgłoszonych umów sprzedaży energii, o których mowa w § 17, i zamknięcia bilansu energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, dla każdego podstawowego okresu równego jednej godzinie:

- 1) sporządza plan produkcji i przepływów energii elektrycznej w dniu poprzedzającym jej dostawy, na podstawie:
 - a) prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym,
 - b) zgłoszeń realizacyjnych, o których mowa w § 18 ust. 5,
 - c) ofert bilansujących,
 - d) zawartych umów w zakresie zakupu rezerw mocy, usług systemowych oraz energii elektrycznej, o której mowa w § 14 ust. 1 pkt 2,
 - e) przepływów energii elektrycznej między krajowym systemem elektroenergetycznym i systemami zagranicznymi, ustalonych według procedur obowiązujących w wymianie międzynarodowej,

2) w dniu dostawy energii elektrycznej, realizując plan, o którym mowa w pkt 1, zamyka bilans produkcji energii elektrycznej z rzeczywistym poborem tej energii poprzez:

- a) zwiększenie zaplanowanej produkcji, na podstawie części przyrostowej ofert bilansujących,
- b) obniżenie zaplanowanej produkcji, na podstawie części redukcyjnej ofert bilansujących.

2. Przyjęcie do planu, o którym mowa w ust. 1, części przyrostowej ofert bilansujących realizuje się od przyjęcia ofert o cenach najniższych, a części redukcyjnej – od przyjęcia ofert o cenach najwyższych.

3. Przepis ust. 2 stosuje się odpowiednio do zwiększenia zaplanowanej produkcji lub jej zmniejszenia w dniu dostawy energii elektrycznej.

§ 20. 1. Zamknięcie bilansu energii elektrycznej, o którym mowa w § 19 ust. 1, odbywa się przy założeniu, że przychód ze sprzedaży tej energii równy jest kosztowi jej zakupu, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Sprzedaż energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, przez operatora systemu przesyłowego odbywa się po tych samych cenach dla każdego odbiorcy.

§ 21. 1. Operator systemu przesyłowego udostępnia podmiotom, o których mowa w § 18 ust. 1, prognozowane dane, co najmniej z siedmiodniowym wyprzedzeniem, dotyczące stanu i wymagań krajowego systemu elektroenergetycznego na każdy podstawowy okres równy jednej godzinie.

2. Dane i informacje, o których mowa w ust. 1, określają w szczególności:

- 1) przewidywane krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- 2) prognozowaną, zagregowaną dla obszaru kraju, moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych,
- 3) przewidywaną wymianę międzynarodową,
- 4) planowane remonty i odstawienia jednostek wytwórczych i sieci przesyłowych,
- 5) przewidywane ograniczenia sieciowe rozumiane jako wielkości maksymalnych i minimalnych przepływów energii elektrycznej w wybranych węzłach,
- 6) przewidywaną produkcję energii elektrycznej, o której mowa w § 14 ust. 1 pkt 2.

3. Operator systemu przesyłowego udostępnia rzeczywiste dane, o których mowa w ust. 1, dotyczące w szczególności:

- 1) produkcji i zużycia energii elektrycznej w kraju,
- 2) ceny energii elektrycznej rozliczanej na rynku bilansującym,
- 3) ilości energii elektrycznej rozliczanej na rynku bilansującym,
- 4) zagregowanej dyspozycyjności jednostek wytwórczych,
- 5) produkcji energii, o której mowa w § 14 ust. 1 pkt 2,
- 6) wymiany międzynarodowej,
- 7) remontów i odstawiń jednostek wytwórczych i sieci,
- 8) awarii jednostek wytwórczych i sieci

za okres minionych 7 dni, w podziale na podstawowe okresy równe jednej godzinie.

4. Operatorzy systemów rozdzielczych udostępniają dane i informacje, o których mowa w ust. 1–3, w zakresie dotyczącym ich udziału w realizacji zgłoszonych umów sprzedaży energii, o których mowa w § 17.

5. Operatorzy są obowiązani do odpowiedniej ochrony przekazywanych do nich danych handlowych i informacji dotyczących podmiotów, z którymi zawarte są umowy.

Rozdział 4

Świadczenie usług przesyłowych

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej świadczy usługi przesyłowe na warunkach określonych w koncesji, umowie przesyłowej oraz instrukcji, o której mowa w § 29.

2. Usługi przesyłowe, o których mowa w ust. 1, obejmują:

- 1) przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej,
- 2) utrzymywanie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym,
- 3) prowadzenie rozliczeń dla podmiotów zgłaszających zawarte umowy sprzedaży, o których mowa w § 17, do realizacji operatorowi systemu przesyłowego lub operatorom systemów rozdzielczych.

§ 23. 1. Umowa przesyłowa, o której mowa w § 22 ust. 1, powinna określać w szczególności:

- 1) strony umowy,
- 2) miejsce dostarczenia energii elektrycznej,
- 3) moc umowną,
- 4) termin rozpoczęcia świadczenia usług przesyłowych,
- 5) grupę taryfową, według której będą dokonywane rozliczenia z tytułu świadczonych usług przesyłowych, oraz warunki zmiany grupy taryfowej, a także warunki wprowadzania zmian cen i stawek opłat, sposoby prowadzenia rozliczeń i obliczania należności oraz terminy regulowania należności,
- 6) szczegółowe dane charakteryzujące zakres i tryb realizacji usług przesyłowych,
- 7) sposób przeprowadzania pomiarów dostarczanej energii elektrycznej,
- 8) standardy jakościowe energii elektrycznej inne niż określone w odrębnych przepisach,
- 9) warunki zgłaszania umowy sprzedaży, o której mowa w § 17, do realizacji oraz rozliczania odchyłań między ilościami energii zgłoszonymi a pomierzonymi, zapewniające rezerwową sprzedaż energii dla odbiorcy lub kupowania od odbiorcy, występujących u niego, nadwyżek energii elektrycznej,
- 10) warunki eksploatacyjno-ruchowe inne niż określone w instrukcji, o której mowa w § 29,
- 11) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności standardów jakościowych obsługi odbiorców, o których mowa w § 32,
- 12) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy i jej wypowiedzenia.

2. Umowa przesyłowa zawierana z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się:

- 1) wytwarzaniem energii elektrycznej określa dodatkowo obowiązki stron wynikające z realizacji usługi, o której mowa w § 22 ust. 2 pkt 2,
- 2) obrotem energią elektryczną określa dodatkowo podmiot upoważniony do dokonywania zgłoszeń grafików poboru i wprowadzenia energii przez jednostki wytwórcze i odbiorcze.

§ 24. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej nie może odmówić zawarcia umowy przesyłowej, o której mowa w § 22 ust. 1, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- 1) odbiorca nabył prawo do korzystania z usług przesyłowych, na podstawie odrębnych przepisów,
- 2) istnieją układy pomiarowo-rozliczeniowe niezbędne do realizacji tej umowy,
- 3) istnieją możliwości świadczenia usług przesyłowych bez pogorszenia innym odbiorcom warunków dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 4 ustawy, lub postanowienia umowy zawartej między podmiotem występującym o świadczenie usług przesyłowych a przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej zapewniają takie możliwości,
- 4) zostały uzgodnione warunki zmian umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przed dniem wejścia w życie rozporządzenia.

Rozdział 5

Prowadzenie ruchu sieciowego i eksploatacja sieci

§ 25. Ruch i eksploatację sieci

- 1) przesyłowej – prowadzi operator systemu przesyłowego,
- 2) rozdzielczej – prowadzi operator systemu rozdzielczego.

§ 26. Operator systemu przesyłowego jest obowiązany do:

- 1) prowadzenia ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz koordynacji ruchu sieci rozdzielczych 110 kV, w sposób zapewniający bezpieczną pracę krajowego systemu elektroenergetycznego oraz równe traktowanie stron,
 - 2) dotrzymywania parametrów i warunków umożliwiających dostarczanie energii elektrycznej o jakości wymaganej w odrębnych przepisach,
 - 3) zapewnienia sprawnego funkcjonowania połączeń krajowego systemu elektroenergetycznego z zagranicznymi systemami elektroenergetycznymi,
 - 4) prognozowania krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną,
 - 5) sporządzania i udostępniania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej i utrzymywania mocy dyspozycyjnej, w tym planów sporządzanych na okres roku, w terminie do dnia 30 listopada roku poprzedniego,
 - 6) sporządzania i udostępniania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz innych jednostek wytwórczych, na podstawie zawartych umów,
 - 7) dysponowania mocą jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt 6, oraz sterowania przepływami energii elektrycznej w sieci przesyłowej, w celu realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych, z uwzględnieniem wymiany z innymi połączonymi sieciami,
 - 8) sterowania przepływami energii elektrycznej w sieci przesyłowej, z uwzględnieniem wymiany z innymi połączonymi sieciami,
 - 9) zapewniania odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów energii elektrycznej, a w szczególności częstotliwości określonej w § 32 ust. 1 pkt 1,
 - 10) wprowadzania, na podstawie odrębnych przepisów, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - 11) likwidowania awarii lub zagrożeń dla bezpiecznej pracy sieci przesyłowej, a także koordynacji likwidacji awarii systemowej, rozumianej jako zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części krajowego systemu elektroenergetycznego, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5% całkowitej bieżącej produkcji,
 - 12) zbierania, przekazywania lub udostępniania zagregowanych danych i informacji niezbędnych dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju,
 - 13) zrównoważenia, w każdym podstawowym okresie równym 1 godzinie, podaży i zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym przy określonych wartościach salda wymiany z zagranicą,
 - 14) określenia, rejestrowania i publikowania parametrów dotyczących pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, wynikających z wymagań jego prawidłowej pracy i mających istotne znaczenie dla prowadzenia obrotu energią elektryczną.
- § 27. 1. Operator systemu rozdzielczego jest obowiązany do:
- 1) prowadzenia ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczej w sposób zapewniający bezpieczną pracę krajowego systemu elektroenergetycznego oraz równe traktowanie stron,
 - 2) dotrzymywania parametrów i warunków umożliwiających dostarczanie energii elektrycznej o jakości wymaganej w odrębnych przepisach,
 - 3) zapewnienia funkcjonowania połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego,
 - 4) prognozowania zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla obszaru, na którym działa,
 - 5) sporządzania i udostępniania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej, utrzymywania mocy dyspozycyjnej, w tym planu sporządzanego na okres roku, oraz przekazywania tych planów operatorowi systemu przesyłowego, w terminie do dnia 15 listopada roku poprzedniego,
 - 6) sporządzania i udostępniania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci rozdzielczej,
 - 7) dysponowania mocą jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt 6, oraz sterowania przepływami energii elektrycznej w sieci rozdzielczej, w celu realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych,
 - 8) sterowania przepływami energii elektrycznej w sieci rozdzielczej, z uwzględnieniem wymiany z innymi połączonymi sieciami,
 - 9) zapewniania odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów energii elektrycznej, w zakresie wynikającym z umowy zawartej z operatorem systemu przesyłowego,
 - 10) wprowadzania, na zasadach określonych w odrębnych przepisach, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - 11) likwidowania awarii lub zagrożeń dla bezpiecznej pracy sieci rozdzielczej,
 - 12) zbierania i udostępniania zagregowanych danych oraz informacji niezbędnych dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju,
 - 13) określenia, rejestrowania i udostępniania parametrów dotyczących pracy systemów rozdzielczych, wynikających z wymagań jego prawidłowej pracy i mających istotne znaczenie dla prowadzenia handlu energią elektryczną,
 - 14) przekazywania planów rozwoju sieci operatorowi systemu przesyłowego, w zakresie sieci o napięciu znamionowym 110 kV.
2. Dla zapewnienia niezawodnego sterowania ruchem sieci instrukcja, o której mowa w § 29, opracowana przez operatora systemu rozdzielczego, powinna być zgodna z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.
- § 28. 1. Operator systemu przesyłowego i rozdzielczego, prowadząc ruch sieciowy oraz eksploatując sieć, są obowiązani do:
- 1) utrzymania we właściwym stanie technicznym sieci oraz jej połączeń z innymi sieciami,
 - 2) opracowania oraz uzgodnienia planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, na zasadach określonych w odrębnych przepisach,
 - 3) zapewniania ciągłości, niezawodności i efektywności funkcjonowania sieci,
 - 4) rozwoju sieci oraz połączeń z innymi sieciami w celu zapewnienia ciągłości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej.
2. Operator systemu przesyłowego i rozdzielczego są obowiązani do odpowiedniej ochrony danych, uzyskanych od przyłączonych podmiotów dla realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 1.
- § 29. 1. Operator prowadzi ruch sieciowy i eksploatację sieci zgodnie z instrukcją ruchu i eksploatacji sieci, opracowaną i udostępnianą przez właściwego operatora, zwaną dalej „instrukcją ruchu i eksploatacji”.

2. Instrukcja ruchu i eksploatacji określa procedury i zasady wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, a w szczególności:

- 1) zasady i procedury przyłączania do sieci instalacji i innych sieci,
- 2) zakres i zasady przeprowadzania okresowych przeglądów i kontroli stanu technicznego sieci oraz przyłączonych do niej urządzeń, instalacji i innych sieci,
- 3) zasady postępowania w przypadku wystąpienia zagrożeń ciągłości dostarczania energii elektrycznej lub wystąpienia awarii w systemie,
- 4) procedury wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- 5) sposób prowadzenia ruchu sieci, w tym:
 - a) programowania pracy sieci,
 - b) prowadzenia dokumentacji ruchu sieciowego,
 - c) zakres współpracy ruchowej i eksploatacyjnej z przyłączonymi do sieci instalacjami, urządzeniami i innymi sieciami.

3. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci opracowana dla sieci przesyłowej określa zasady bilansowania energii elektrycznej, o której mowa w § 19.

§ 30. Podmioty zaliczane do grup przyłączeniowych I-III i VI, przyłączone bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję ruchu i eksploatacji posiadanych urządzeń, instalacji i sieci, z uwzględnieniem warunków określonych w instrukcji opracowanej dla sieci, do której te podmioty są przyłączone.

§ 31. Plany remontów i wyłączeń z ruchu urządzeń, instalacji i sieci w zakresie, w jakim mają wpływ na ruch i eksploatację sieci, do której są przyłączone, wymagają uzgodnienia z operatorem prowadzącym ruch i eksploatację tej sieci.

Rozdział 6

Standardy jakościowe obsługi odbiorców

§ 32. 1. Jeżeli strony nie ustaliły w umowie sprzedaży standardów jakościowych energii elektrycznej, obowiązują je następujące standardy jakościowe:

- 1) częstotliwość 50 Hz z maksymalnymi odchyleniami od $-0,5$ Hz do $+0,2$ Hz,
- 2) dopuszczalne odchylenie napięcia od znamionowego w czasie 15 minut w przedziale od -10% do $+5\%$ w sieciach o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV i w sieci o napięciu 400 kV oraz $\pm 10\%$ w sieciach o napięciu znamionowym 110 i 220 kV,
- 3) współczynniki odkształcenia napięcia oraz zawartość poszczególnych harmonicznnych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie mogą przekraczać odpowiednio:
 - a) 1,5% i 1,0% – dla miejsc przyłączenia leżących w sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
 - b) 2,5% i 1,5% – dla miejsc przyłączenia leżących w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
 - c) 5,0% i 3,0% – dla miejsc przyłączenia leżących w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - d) 8,0% i 5,0% – dla miejsc przyłączenia leżących w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
- 4) warunkiem utrzymania napięcia w granicach określonych w pkt 1–3 jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\cos \varphi$ nie większym niż 0,4.

2. Łączny czas trwania w ciągu roku wyłączeń awaryjnych, liczony dla poszczególnych wyłączeń od zgłoszenia przez odbiorcę braku zasilania do jego przywrócenia, dla grup przyłączeniowych IV i V nie może przekroczyć:

- 1) 72 godzin – w okresie do dnia 31 grudnia 2002 r.,
- 2) 60 godzin – w okresie od dnia 1 stycznia 2003 r. do dnia 31 grudnia 2004 r.,
- 3) 48 godzin – w okresie od dnia 1 stycznia 2005 r.

3. Czas trwania jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej dla grup przyłączeniowych IV i V nie może przekroczyć:

- 1) 48 godzin – w okresie do dnia 31 grudnia 2002 r.,
- 2) 36 godzin – w okresie od dnia 1 stycznia 2003 r. do dnia 31 grudnia 2004 r.,
- 3) 24 godzin – w okresie od dnia 1 stycznia 2005 r.

4. Dla grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku wyłączeń awaryjnych oraz czas trwania jednorazowych przerw, o których mowa w ust. 2 i 3, określa umowa sprzedaży lub umowa przesyłowa.

§ 33. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców jest obowiązane do:

- 1) przyjmowania przez całą dobę zgłoszeń i reklamacji od odbiorców,
- 2) bezzwłocznego usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielania odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamiania odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka telekomunikacji – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - 5) informowania na piśmie, co najmniej:
 - a) z tygodniowym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z sieci,
 - b) z rocznym wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania,
 - c) z 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu mocy zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,
- 5) odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci, w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatnego udzielania informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,

8) rozpatrywania wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji,

9) udzielania upustów, w wysokości określonej w taryfach, za niedotrzymanie parametrów, o których mowa w § 32.

§ 34. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy, jeżeli odbiorca:

1) co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy nie uregulował w terminie należności związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,

2) nie ma tytułu prawnego do obiektu lub lokalu, do którego jest dostarczana energia elektryczna,

3) użytkuje obiekt lub lokal dorywczo, w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Koszty zakupu i zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, ponosi odbiorca.

3. W razie nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego i pokrycia kosztów, o których mowa w ust. 2, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży tej energii.

§ 35. Po zakończeniu okresu dostarczania energii elektrycznej, a także w przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie jej dostarczania, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane wydać odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

§ 36. 1. Na żądanie odbiorcy przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane dokonać sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, nie później niż w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia.

2. Odbiorca ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego; ba-

danie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

3. Odbiorca pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy w wyniku badania laboratoryjnego nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

4. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania protokołu badania laboratoryjnego odbiorca może zlecić wykonanie ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego, a przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane umożliwić przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

5. Koszty ekspertyzy, o której mowa w ust. 4, pokrywa odbiorca.

6. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do zwrotu kosztów, o których mowa w ust. 3 i 5, a także dokonania korekty należności za dostarczoną energię elektryczną.

Rozdział 7

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 37. Warunki przyłączenia określone przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony, o ile nie są sprzeczne z przepisami niniejszego rozporządzenia.

§ 38. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 135, poz. 881).

§ 39. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem § 18 ust. 4 pkt 2, który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2001 r.

Minister Gospodarki: *J. Steinhoff*

Od redakcji:

W uzupełnieniu tekstu Joanny Kędzi, zamieszczonego w Biuletynie URE Nr 5/2000, informujemy, iż od wyroku Sądu Antymonopolowego z dnia 26 kwietnia 2000 r., sygn. akt XVII Ame 52/99, wniesiona została kasacja. Została ona odrzucona postanowieniem Sądu Antymonopolowego z dnia 14 czerwca 2000 r., które następnie zostało uchylone postanowieniem z dnia 25 lipca 2000 r., nadającym kasacji bieg.

**Zatwierdzone taryfy dla ciepła publikowane są
w Wojewódzkich Dziennikach Urzędowych,
właściwych dla obszaru działania
przedsiębiorstwa energetycznego.**

PRAWNE PODSTAWY REGULACJI W ELEKTROENERGETYCE A ZOBOWIĄZANIA MIĘDZYNARODOWE

Agnieszka Głukowska-Sobol, Małgorzata Wesolowska

W dniu 11 września br. odbyło się kolejne, trzecie seminarium z cyklu Warsztaty Regulatora. Prawne problemy regulacji na tle zobowiązań międzynarodowych, a w szczególności zobowiązań wiążących się z integracją Polski z Unią Europejską, przybliżył pracownikom Urzędu Regulacji Energetyki dr hab. Tadeusz Skoczny, profesor Uniwersytetu Warszawskiego, specjalista w dziedzinie prawa międzynarodowego. Szczególnie dużo uwagi prof. Skoczny poświęcił zobowiązaniom, których podstawą implementacji jest ustawa – Prawo energetyczne, tworząca ramy prawne niezależnej regulacji energetyki, realizowanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Pojęcie regulacji energetyki zostało przedstawione w dwóch aspektach: jako zbiór przepisów prawnych, ogólny system prawa ujęty w ustawie Prawo energetyczne oraz jako specyficzne ramy instytucjonalne, służące do kontroli i nadzorowania zachowania podmiotów gospodarczych w sektorze energetycznym, które to zadanie powierzono Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

W toku analizy podstaw prawnych regulacji w energetyce polskiej poruszone zostały następujące kwestie:

Zobowiązania międzynarodowe

Jedne z pierwszych dokumentów zobowiązujących Polskę do harmonizacji prawa krajowego z prawem unijnym w dziedzinie energetyki to podpisany w dniu 16 grudnia 1991 roku Układ Europejski o Stowarzyszeniu Rzeczypospolitej Polskiej ze Wspólnotą Europejską oraz podpisana 17 grudnia 1991 roku Europejska Karta Energetyczna. W dokumentach tych określone zostały płaszczyzny współpracy Polski z WE w dziedzinie energetyki. Zgodnie z zapisami w obydwu dokumentach współpraca ta ma być realizowana w ramach zasad gospodarki rynkowej oraz rozwijana wraz z postępującą integracją rynku polskiego z rynkiem Wspólnot. Współpraca dotyczyć będzie m.in.: modernizacji infrastruktury, poprawy i zróżnicowania zapotrzebowania, opracowywania i planowania polityki energetycznej, zarządzania i szkolenia kadr dla sektora elektroenergetycznego, zagospodarowywania zasobów energetycznych oraz popierania oszczędzania energii i efektywności w zakresie energetyki.

Kolejnym dokumentem obligującym Polskę do podporządkowania krajowego ustawodawstwa dla sektora energetyki do ustawodawstwa WE jest Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego z dnia 19 grudnia 1996 roku,

tzw. Dyrektywa Elektryczna, w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku elektroenergetycznego.

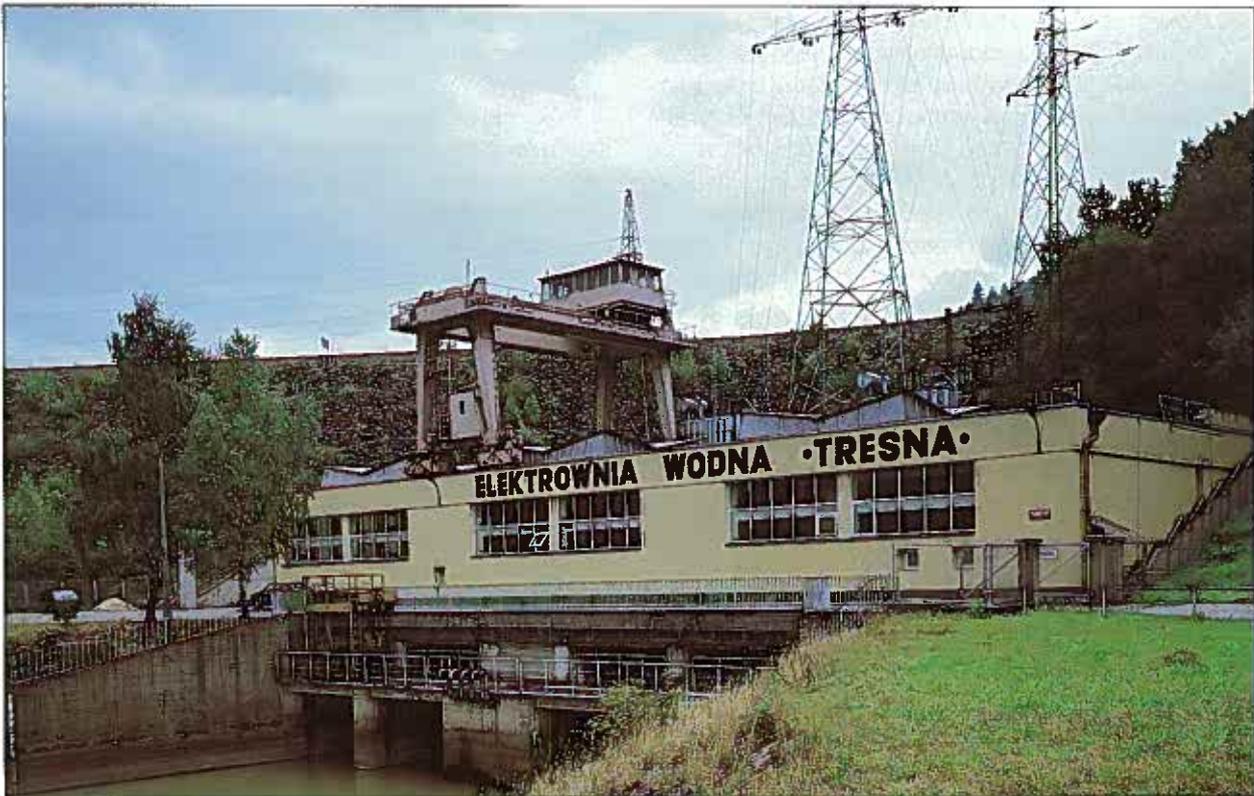
Wynikającemu z Dyrektywy 96/92/WE kontekstowi wspólnotowemu poświęcono na seminarium szczególną uwagę, gdyż dokument ten stanowi podstawowy akt prawa wspólnotowego w zakresie liberalizacji rynków elektroenergetycznych. Dyrektywa ta ustanawia wspólne zasady wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Określa zasady dotyczące organizacji i działania sektora elektroenergetycznego, dostępu do rynku, kryteria i procedury stosowane w zaproszeniach do przetargu, oraz udzielania zezwoleń i działania systemów. Celem dyrektywy jest osiągnięcie konkurencyjnego i niedyskryminacyjnego rynku elektroenergetycznego oraz zezwolenie Państwu Członkowskim na nakładanie na przedsiębiorstwa elektroenergetyczne obowiązków świadczenia usług publicznych w zakresie bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny dostaw oraz ochrony środowiska, pod warunkiem że obowiązki te są „jasno określone, przejrzyste, niedyskryminacyjne i podlegające weryfikacji” oraz publikowane.

Zobowiązania podejmowane w procesie negocjacji akcesyjnych

Wszystkie dokumenty i ekspertyzy jednoznacznie stwierdzają, że wraz z wydaniem ustawy – Prawo energetyczne polskie prawo elektroenergetyczne może być uznane za zbieżne z prawem wspólnotowym. Należy jednak zdawać sobie sprawę, iż istnieje kilka istotnych i szereg szczegółowych rozbieżności między obu porządkami prawa. Polska zobowiązała się usunąć te rozbieżności w wyznaczonym przez siebie terminie do 31 grudnia 2002 roku, tj. w dacie gotowości Polski do akcesji z UE. Oznacza to, że z dniem 1 stycznia 2003 roku, całość energetycznego *acquis communautaire* (dorobku prawnego UE) będzie wdrożona do prawa polskiego.

Najważniejsze rozbieżności i problemy dostosowawcze

Nie trzeba dostosowywać do prawa polskiego norm prawa pierwotnego (traktatowego) i aktów prawa wtórnego (rozporządzenia, decyzje) stosowanych bezpośrednio, ponieważ wejdą one w życie z dniem akcesji. Natomiast normy prawa wtórnego, służące harmonizacji np. dyrektywa 90/377 o przejrzystości cen, oraz dyrektywa 96/92/WE o liberalizacji, wymagają implementacji.



Elektrownia wodna TRESNA

Najważniejsze różnice między prawem wspólnotowym i polskim w zakresie konkurencyjności i jednolitego rynku energetycznego dotyczą przesłanek i trybu udzielania koncesji na prowadzenie działalności energetycznej oraz liberalizacji rynku elektroenergetycznego i zakresu funkcjonowania zasady TPA, przewidzianej w polskim Prawie energetycznym. Kolejne rozbieżności można znaleźć w przepisach dotyczących bezpieczeństwa dostaw oraz obowiązków operatora systemu.

Zasady i tryb koncesjonowania

Ustawa – Prawo energetyczne (art. 30, 33 i 35) zawiera istotne sprzeczności z wymogami Dyrektywy 96/92/WE i 98/30/WE, co do przesłanek i trybu udzielania koncesji na prowadzenie działalności energetycznej.

- Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy przesłanką udzielenia koncesji jest obowiązek posiadania siedziby lub miejsca zamieszkania na terenie Polski.
- Stosownie do ustawy – Prawo energetyczne podmiot starający się o koncesję powinien mieć możliwość techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności objętej koncesją. Wyklucza to inwestorów z innych branż.
- Prawo energetyczne uwzględniło tylko częściowo przepisy prawa wspólnotowego dotyczące obowiązku zapewnienia publicznego dostępu do warunków udzielenia koncesji oraz zasad procedury (art. 5 ust. 3 Dyrektywy 96/92/WE oraz art. 4 ust. 2 Dyrektywy 98/30/WE), ponieważ tylko część wymaganych warunków została określona w ustawie (np. art. 31 ust. 3 pkt 2). W przy-

padku procedury, do publicznej wiadomości podawane są decyzje w przedmiocie koncesji, które podlegają ogłoszeniu w Biuletynie URE. Natomiast samo postępowanie w sprawach koncesji poddane jest rygorom kodeksu postępowania administracyjnego (art. 30 ust. 1) i nie jest jawne dla osób trzecich.

Zasada TPA

W przypadku zasady TPA pełne dostosowanie Prawa energetycznego do wymogów Dyrektywy 96/92/WE będzie polegać na zniesieniu ograniczenia reguł dostępu do sieci do energii wytworzonej w kraju (zmiana art. 4 ust. 2 PE).

- Obecnie formuła TPA zawarta w Prawie energetycznym ma dyskryminacyjny charakter, gdyż dotyczy obowiązku zapewnienia świadczenia usług polegających na przesyłaniu i dystrybucji paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych tylko w Polsce. Ustawa – Prawo energetyczne powinna zostać uzupełniona przez rozszerzenie zasady świadczenia usług przesyłowych na warunkach nie dyskryminujących również w odniesieniu do energii produkowanej w innych Państwach Członkowskich.
- Ustawa nie rozstrzyga, jaki model dostępu do systemu elektroenergetycznego będzie obowiązywał w obrocie międzynarodowym (zwłaszcza po wejściu Polski do Unii Europejskiej). Obecnie stosowany jest system wyłącznego nabywcy w zakresie importu i eksportu energii elektrycznej na podstawie koncesji wyłącznej PSE S.A.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej

Liberalizacja wspólnotowego rynku energii elektrycznej nie może stwarzać zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego i eliminować możliwości realizacji celów społecznych. W związku z tym konieczna może okazać się zmiana ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie przepisów dotyczących możliwości nakładania przez państwa członkowskie UE na przedsiębiorstwa energetyczne tzw. obowiązków świadczenia usług publicznych, o których mowa w art. 3 Dyrektywy 96/92/WE i art. 3 Dyrektywy 98/30/WE, ograniczając je wszakże do zapewnienia bezpieczeństwa, w tym bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny dostaw oraz ochrony środowiska. Pomimo braku bezpośrednich uregulowań w tej kwestii, w ustawie – Prawo Energetyczne zostały zawarte przepisy, które są rodzajowo zbieżne z obowiązkiem świadczenia usług publicznych. Należą do nich przepisy zawarte w art. 4 ust. 1, 3, art. 7 ust. 1, art. 16 ust. 1 i art. 10 ust. 1.

Gwarancją realizacji obowiązku świadczenia określonych usług są administracyjne uprawnienia Prezesa URE w zakresie wydawania koncesji, zatwierdzania taryf i uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Obowiązki operatora systemu przesyłowego na międzynarodowym rynku energii elektrycznej

Dostosowanie prawa polskiego do wymogów prawa unijnego w zakresie obowiązków operatora systemu przesyłowego będzie wynikało z przyszłego udziału Polski w tworzeniu transeuropejskich sieci energetycznych. Dostosowanie zostanie dokonane przez rozszerzenie obowiązków operatora systemu przesyłowego. Nastąpi to poprzez zmianę rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Regulacja na świecie i w Polsce

Regulacja w państwach Unii Europejskiej jest suwerenną funkcją danego państwa. Istotny jest tu brak regulacji na szczeblu wspólnotowym. W różnych państwach występuje ogromne zróżnicowanie rozwiązań regulacyjnych, wynikające przede wszystkim ze zróżnicowania krajowych uwarunkowań, dotyczących sfery realnej i sfery regulacji. Należy zaznaczyć, iż w większości państw jednak występują systemy mieszane, gdzie obok organów politycznych – ministrów i niezależnych organów regulacyjnych, istnieją organy ochrony konkurencji, przynajmniej na szczeblu odwoławczym.

Polski model regulacji

Istotnym problemem, który poruszył prof. Tadeusz Skoczny w swoim wystąpieniu, był polski model regulacji i jego dostosowanie do art. 22 dyrektywy 96/92/WE. Daleko idąca formalnoprawna swoboda wyboru modelu regulacji, możliwość uwzględnienia krajowych uwarunkowań, dotyczących sfery realnej i sfery regulacji, rozdział funkcji

właścicielskich, politycznych i regulacyjnych – takie możliwości daje nam prawo Wspólnotowe.

Na system prawny regulacji ekonomicznej energetyki w Polsce składają się dwa obszary regulacji i praktyki jej stosowania: prawo ustrojowe, tj. normy określające strukturę i kompetencje organów regulacyjnych oraz prawo materialne, tj. normy wyznaczające przedmiotowe ramy realizacji kompetencji regulacyjnych.

Regulacja w Polsce ma charakter bardzo sformalizowany, podstawową formą działania Prezesa URE jest bowiem wydawanie decyzji administracyjnych i postanowień. W państwach członkowskich UE spotyka się różne rozwiązania, są kraje gdzie podstawą działania regulatora są negocjacje, natomiast decyzje wydawane są na samym końcu.

Stosownie do zapisów ustawy – *Prawo energetyczne*, Prezes URE realizuje „zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji”. Zatem Prezes URE „reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmiierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii”. Przepis ten powoduje pewną dwoistość funkcjonowania Prezesa URE, ponieważ nie jest on tylko wyrazicielem interesów przedsiębiorstw energetycznych ale również odbiorców paliw i energii, a jego zadaniem jest równoważenie tych dwóch interesów.

Należy wspomnieć iż bardzo ważnym zagadnieniem jest także określenie relacji między Prezesem URE i Prezesem UOKiK. Ustawodawca stworzył bowiem normatywne związki i zależności między obu ustawami, nie tylko w warstwie celów i w sferze zadań Prezesa URE i Prezesa UOKiK, ale niestety, także w kwestii ich kompetencji decyzyjnych.

Jedną z podstawowych zasad państwa prawa jest rozłączność kompetencji, rozumianej jako uprawnienia do wydawania decyzji administracyjnych, organów administracji państwowej. Generalnie rzecz biorąc, zasada ta została zrealizowana przez obowiązujące w Polsce ustawodawstwo antymonopolowe i energetyczne.

W wyniku przeprowadzonej analizy przepisów Prawa energetycznego na tle zobowiązań integracyjnych z Unią Europejską, zidentyfikowano te regulacje prawne, które nie zostały jeszcze dostosowane oraz określono, w jakim stadium znajdują się działania dostosowawcze. Ponadto wskazano przepisy polskiego prawa energetycznego, które należy zmienić, aby z dniem 31 grudnia 2002 r. spełniać kryteria członkowskie.

Wystąpienie prof. Tadeusza Skoczego oraz dyskusja uczestników Warsztatów Regulatora, pozwoliły na sformułowanie kilku grup wniosków, zawierających ocenę stanu dostosowania polskiego prawa energetycznego do prawa wspólnotowego oraz określenie roli regulatora energetyki w okresie tworzenia się konkurencyjnych rynków energetycznych. Poniżej zamieszczamy najważniejsze z nich:

1. Zasadnicze dostosowania prawne w zakresie szeroko rozumianej energetyki zostały już dokonane. Ustawa

Prawo energetyczne nie tylko jest dostosowana do warunków kształtującej się rynkowej i konkurencyjnej gospodarki energetycznej, ale też jest w dużym stopniu zharmonizowana z przepisami prawa wspólnotowego. Stopień tego dostosowania wzrasta z wydaniem każdego nowego aktu wykonawczego do niej.

2. W niektórych obszarach istnieją rozbieżności między obydwojma systemami prawnymi. Różnice można znaleźć między innymi w regulacjach dotyczących konkurencyjności i jednolitego rynku energetycznego, zasad i trybu koncesjonowania, bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, obowiązków operatora systemu, innych przepisów energetycznego *acquis communautaire*.
3. Cele wspólnotowego i polskiego prawa energetycznego są, co do zasady, identyczne. Pomijając kwestie liberalizacji krajowych rynków energii, w celu stworzenia jednolitego, wewnętrznego rynku energetycznego UE, także z udziałem Polski, to prawo to ma służyć przede wszystkim zapewnieniu równowagi między interesami przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii. Jest to zadanie, które musi obecnie – do czasu ukształtowania się rynków konkurencyjnych – realizować każdy krajowy regulator energetyki. Wyposażony w kompetencje do wydawania koncesji oraz zatwierdzania taryf i uzgadniania projektów planów rozwoju, a także bę-

jąc organem rozstrzygającym spory między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii, regulator ma ogromny wpływ na stopień osiągania tych celów, a tym samym na tempo i jakość dostosowania prawa polskiego do *acquis communautaire*.

4. Regulator sektora energetyki działa pod kontrolą sądowną (w Polsce – Sądu Antymonopolowego). Jest to dodatkowa szansa szybkiego przejmowania standardów wspólnotowych w Polsce. Tak jak w innych dziedzinach prawa (np. w prawie konkurencji) braki ustawy mogą być usunięte lub w znacznym stopniu zneutralizowane przez mądre orzecznictwo sądowe.



Agnieszka Glukowska-Sobol Małgorzata Wesółowska
 Departament Planów i Analiz URE



Głowica eksploatacyjna
 odwiertu gazowego PGNiG S.A.

REGULACJA I ROZWÓJ RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W KRAJACH UNII EUROPEJSKIEJ

dr Mirosław Duda

Posiedzenie Rady Europejskich Regulatorów Energetyki z udziałem przedstawicieli organów regulacji energetyki z krajów Europy Centralnej i Wschodniej, które miało miejsce w Hadze w dniach 5–6 października 2000 r., było okazją do zapoznania się z aktualnymi problemami regulacji w Europie, zwłaszcza związanymi z wdrażaniem Dyrektywy 96/92/EC. Okazuje się, że wiele problemów występujących w procesie wprowadzania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Polsce, ma miejsce również w krajach UE. Wydaje się, że w świetle perspektywy przystąpienia Polski do UE warto zapoznać się z nimi a także z perspektywami ich przezwyciężenia.

Wdrażanie Dyrektywy Elektrycznej

W prawie wszystkich krajach UE zaczęła już obowiązywać Dyrektywa 96/92/EC dotycząca zasad działania jednolitego rynku energii elektrycznej. Jedynie w Grecji jej wdrożenie ma nastąpić dopiero z dniem 19 lutego 2001 roku. Dyrektywa ta zobowiązuje kraje członkowskie UE przede wszystkim do zapewnienia uprawnionym odbiorcom (eligible customers) z krajów UE niedyskryminacyjnego dostępu do sieci elektroenergetycznych (third party access – TPA), do stopniowego otwierania rynku energii elektrycznej dla uprawnionych odbiorców, wyznaczenia niezależnych od dostawców operatorów systemów przesyłowych oraz zapewnienia przejrzystych i niedyskryminacyjnych sposobów rozliczeń transakcji rynkowych.

Dyrektywa daje do wyboru krajom członkowskim Unii trzy sposoby zapewnienia uprawnionym odbiorcom dostępu do sieci elektroenergetycznych: bezpośredni (TPA), regulowany lub negocjowany, albo pośredni poprzez sieć „jedynego nabywcy” ze skomplikowanym sposobem rozliczeń zawartych transakcji odbiorców z dostawcami poprzez „jedynego nabywcę”. Wszystkie kraje zdecydowały się jednak na rynek w oparciu o TPA. Tylko Portugalia i Włochy zachowały „jedynych nabywców” dla segmentów rynku obsługujących odbiorców taryfowych, tj. odbiorców, którzy nie nabyli praw do TPA lub nie zechcieli z nich skorzystać. Prawie wszystkie kraje wybrały system regulowanego dostępu do sieci. Jedynym wyjątkiem w tym zakresie są Niemcy, gdzie obowiązuje system negocjowany. Ma on jednak ulec wkrótce zmianie, gdyż przy tym sposobie realizacji rynku istnieje potrzeba notyfikacji Komisji Europejskiej o indywidualnych stawkach opłat za dostęp do sieci

w celu stwierdzenia, czy nie jest naruszona generalna zasada Dyrektywy o niedyskryminacji i przejrzystości regul rynkowych. To komplikuje działanie i stwarza zagrożenie dla przejrzystości takiego rynku.

Wiele krajów UE otwarło już swoje rynki energii elektrycznej w stopniu wyższym niż tego wymaga Dyrektywa (30% w 2000 r., 35% w 2003 r.). Wielka Brytania, Finlandia, Szwecja i Niemcy zdecydowały się na 100% otwarcie rynków. Hiszpania, Włochy, Belgia, Holandia, Dania i Luksemburg wybrały ścieżkę otwarcia rynku szybszą niż wymaga Dyrektywa. Francja, Grecja i Irlandia dostosowały otwieranie rynku do minimalnych wymagań Dyrektywy. Przewiduje się, że wszystkie kraje UE osiągną formalnie poziom 100% otwarcia szybciej niż to określa Dyrektywa. Okazuje się, że 100% otwarcie formalne nie oznacza 100% wykorzystania rynku konkurencyjnego przez upoważnionych odbiorców. Świadczy o tym przykład tych krajów, które zdecydowały się na pełne otwarcie swoich rynków. Udział sprzedaży na rynkach konkurencyjnych jest w rzeczywistości niewielki (2 – 8%), gdyż oddziałują w tym przypadku inne ograniczenia natury technicznej (ograniczona przepustowość połączeń, brak niezbędnych systemów pomiarowych itp.) oraz obawa, zwłaszcza odbiorców bytowo-komunalnych, przed ponoszeniem ryzyka transakcji na rynkach konkurencyjnych. Tym niemniej uzyskuje się efekt działania konkurencji, gdyż przedsiębiorstwa dystrybucyjne obawiają się odejścia swoich odbiorców taryfowych (captive customers) i zmniejszenia zakresu działalności handlowej. Obecnie trwa dyskusja, czy Dyrektywa nie powinna zalecić krajom UE szybszego formalnego otwarcia swoich rynków.

Wykonując postanowienia Dyrektywy większość krajów Unii zdecydowała się na wyodrębnienie organizacyjne przedsiębiorstw wypełniających funkcje operatorów systemów przesyłowych. Francja pozostała przy pionowo zintegrowanym przedsiębiorstwie EDF przy wydzielonym organizacyjnie zarządzaniu systemem przesyłowym oraz zastosowaniu wewnętrznych barier dla przepływów finansowych pomiędzy działalnością przesyłową a innymi rodzajami działalności a także dla przepływu informacji poprzez wyodrębnienie lokalu zajmowanego przez dział zarządzania siecią przesyłową i wprowadzenie przepustek również dla pracowników innych działów EDF. Niemcy, zachowując pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa, zapewniły tylko wyodrębnienie kosztów działania systemu przesyłowego

spełniając minimalne wymagania Dyrektywy w odniesieniu do zakazu subsydiowania skróśnego pomiędzy poszczególnymi różnymi rodzajami działalności w zintegrowanym przedsiębiorstwie.

Wybór regulowanego dostępu do sieci spowodował konieczność powołania we wszystkich krajach Unii organów regulacji energetyki, możliwie niezależnych od władz politycznych. We wszystkich krajach UE, z wyjątkiem Niemiec i Luksemburga, istnieją już obecnie regulatorzy lub komisje regulacyjne o różnych strukturach organizacyjnych i różnym zakresie działania. W większości owe organy regulacyjne zajmują się regulacją zarówno działalności przedsiębiorstw energetycznych, jak i gazowych, co pozwala na ujednoczenie metod i procedur regulacyjnych dla tych dwu nośników energii sieciowej, tym bardziej że weszła w życie również Dyrektywa Gazowa 98/30/EC, która w podobny sposób formuluje wymagania w stosunku do rynków paliw gazowych.

W celu koordynacji pracy regulatorów energetyki w poszczególnych krajach Unii powołano do życia Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (Council of European Energy Regulators – CEER). Rada ta nie ma charakteru legislacyjnego, tym niemniej jej ustalenia, zwykle po szczegółowych i żywych dyskusjach, są potem wprowadzane w jednolity sposób przez organy regulacyjne w poszczególnych krajach, których przedstawiciele uczestniczą w pracach CEER. Dotyczy to np. wprowadzenia jednolitych zasad kształtowania kryteriów dostępu do sieci, taryf za usługi przesyłowe, kryteriów przejrzystości kosztów itp. (patrz również: „Haskie Spotkanie Regulatorów Europy” na str. 41)

Problemy do rozwiązania

Jak wykazały dotychczasowe doświadczenia, wdrażanie rynków konkurencyjnych w poszczególnych krajach UE zaowocowało dużym spadkiem poziomu cen energii elektrycznej zwłaszcza w Wielkiej Brytanii, krajach nordyckich i krajach Beneluxu. Nie ma jeszcze jednoznacznej odpowiedzi, w jakim stopniu wdrożenie Dyrektywy Elektrycznej spowodowało wzrost handlu energią elektryczną pomiędzy poszczególnymi krajami Unii. Z pierwszych analiz wynika, że tylko około 8% wymiany transgranicznej jest rezultatem umów handlowych. Na razie większość tej wymiany wynika ze wzajemnych usług systemowych. Komisja Europejska ma zamiar wprowadzić dokładniejszy monitoring transgranicznego handlu energią, aby w tym zakresie dysponować bardziej wiarygodnymi danymi.

Proces wdrażania Dyrektywy Elektrycznej w poszczególnych krajach Unii napotyka na szereg problemów, które są związane z historycznymi różnicami prawno – ekonomicznymi i strukturalnymi sektorów energetyki w tych krajach. Mniejsze znaczenie mają tutaj różnice technologiczne wobec globalizacji rozwiązań technicznych. Sama Dyrektywa zawiera również szereg luk prawnych i rozwiązań kompromisowych, co powoduje określone komplikacje procesu wdrożeniowego. Jest to zrozumiałe, jeśli uwzględni się nowatorski charakter rozwiązań rynkowych w tradycyjnie zmonopolizowanych strukturach elektroenergetyki i gazownictwa. Komisja Europejska do końca 2000 r. ma

przygotować analizę dotychczasowych doświadczeń z procesu wdrażania Dyrektyw Elektrycznej i Gazowej, na podstawie której mają być zaproponowane ewentualne zmiany i uzupełnienia do obu tych dokumentów.

Poważnym problemem w procesie rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego jest duży udział kosztów „osieroconych” (stranded costs) w niektórych krajach Unii (np. w Hiszpanii ok. 10 mld Euro), co ogranicza zakres transakcji konkurencyjnych wobec tendencji do odzyskiwania całości tych kosztów od odbiorców poprzez mechanizmy kontraktów długoterminowych. Dyrektywa pozwala na odzyskiwanie kosztów osieroconych jednak tylko w zakresie, który zostanie uznany przez Komisję Europejską. Nie ma obecnie wyraźnie sprecyzowanych kryteriów, które koszty osierocone mogą być uznane przez KE oraz w jaki sposób powinny następować rozliczenia tych kosztów. Obowiązuje generalna zasada, że tego rodzaju koszty nie powinny zakłócać mechanizmów konkurencji, a zwłaszcza w obrocie transgranicznym. Trzeba mieć nadzieję, że proponowany w Polsce System Opłat Kompensacyjnych kosztów związanych z kontraktami długoterminowymi zostanie uznany za zgodny z prawem UE.

Maly stosunkowo udział transakcji handlowych pomiędzy poszczególnymi krajami Unii na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej jest spowodowany m. in. ograniczeniami przepustowości połączeń transgranicznych przeznaczonych do realizacji umów handlowych. Występują w związku z tym liczne odmowy dostępu do sieci na skutek niewystarczających rezerw mocy przesyłowych do wykorzystania w transakcjach handlowych. Regulatorzy europejscy wskazują na brak jednoznacznych przepisów dotyczących kompetencji organów regulacyjnych w poszczególnych krajach w odniesieniu do połączeń przez granice. Chodzi zwłaszcza o zapewnienie finansowania niezbędnych inwestycji w tym zakresie i sposób rozliczenia kosztów kapitału przeznaczonego na finansowanie tych inwestycji. Nie wystarczą tutaj porozumienia dwustronne operatorów systemów przesyłowych i porozumienia regulatorów. Nie wykluczone, że pojawi się potrzeba ustanowienia regulatora europejskiego, który będzie sprawował nadzór regulacyjny nad współpracą systemów przesyłowych krajów Unii podobnie jak to robi Federalna Komisja Regulacji Energetyki w USA (Federal Energy Regulatory Commission – FERC), która m.in. reguluje współpracę systemów przesyłowych między stanami.

Istniejące do niedawna w niektórych krajach Unii stawki dystansowe za usługi przesyłowe ograniczały możliwości zawierania transakcji handlowych ze źródłami energii dalej położonymi powodując ich małe wykorzystanie mimo niskich oferowanych cen energii. W tej dziedzinie regulatorzy doszli jednak do porozumienia i zdecydowano zlikwidować opłaty dystansowe we wszystkich krajach Unii na rzecz opłat o charakterze znaczka pocztowego. W tym zakresie potrzebne jednak są dalsze prace nad segmentacją jednolitego rynku energii elektrycznej ze względu na istotne różnice w możliwościach dostępu do sieci w niektórych regionach Europy. Wyraźnie można wydzielić kontynentalny segment rynku, obejmujący Niemcy, Szwajcarię, kraje

Benelksu, Austrii i Francji, gdzie istnieją silne powiązania systemów przesyłowych, oraz segmenty wyspowe, do których zalicza się rynki: brytyjski, iberyjski, włoski i nordycki, połączenia z którymi są ograniczone do poziomu mocy od 1 do 2.5 GW. Dla tych segmentów rynku powinny być wprowadzone jednolite opłaty przesyłowe.

W wyniku nadania w Unii dużego priorytetu rozwojowi odnawialnych źródeł energii oraz zwiększeniu efektywności wykorzystania energii pierwotnej w niektórych krajach Unii wystąpił duży udział obowiązkowych zakupów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i ze źródeł skojarzonych. Tendencje do ochrony rodzimych przemysłów wydobywczych paliw spowodowały również duży udział obowiązkowych zakupów przez elektrownie droższych paliw krajowych do wytwarzania energii elektrycznej. Wszystko to zniekształca lub ogranicza możliwości obrotu energią elektryczną na rynku konkurencyjnym. W tym zakresie niezbędne są dalsze prace nad doskonaleniem mechanizmów rynku konkurencyjnego uwzględniającego owe priorytety, jednak w sposób, który minimalnie zakłóca mechanizmy konkurencji. W odniesieniu do energii ze źródeł odnawialnych zamiast obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne wprowadza się obowiązek dla dostawców oferowania w swoim pakiecie sprzedaży określonych porcji energii „zielonej”, którą mogą wytwarzać we własnym zakresie lub kupować na rynku energii „zielonej”. Obowiązek zakupu energii ze skojarzenia ma dotyczyć tylko ilości energii, natomiast cena tej energii ma być określana na rynku konkurencyjnym. Obowiązek wytwarzania energii z paliw krajowych nie powinien pogarszać pozycji przedsiębiorstw wytwórczych na rynku europejskim, co oznacza wydzielenie strumienia dotacji państwa do przedsiębiorstw wydobywczych.

Zakłócenia w działaniu jednolitego rynku energii elektrycznej w UE wprowadza brak uregulowań dotyczących handlu energią elektryczną z krajami spoza Unii. Wpływa to m. in. na ograniczenia mocy przesyłowej w sieciach do wykorzystania na rynku wewnątrz Unii. Import ten nie jest również kontrolowany ze względu na ochronę środowiska. Obecnie trwają prace w Komisji Europejskiej na temat przepisów regulujących import tzw. „brudnej” energii, co może mieć znaczenie dla możliwości eksportu energii elektrycznej przez polskie przedsiębiorstwa energetyczne dopóki zagadnienia te nie zostaną opanowane w Polsce.

Wiele dyskusji budzi zagadnienie prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych i ich rola na rynku konkurencyjnym. Ich nadal duży udział na rynku w wielu przypadkach prowadzi do naruszania generalnej zasady niedyskryminacji podmiotów działających na rynku przy tendencjach protekcyjnych w stosunku do takich przedsiębiorstw. Ścierają się dość krańcowe poglądy od stwierdzenia, że

warunkiem poprawnego działania rynku konkurencyjnego jest własność prywatna wszystkich przedsiębiorstw działających na rynku (Wielka Brytania), do dość liberalnego, że struktura własności nie ma znaczenia, jeśli zapewni się komercyjne działanie przedsiębiorstw państwowych (kraje nordyckie i Francja). Wydaje się, że zwycięży pogląd liberalny z warunkiem wyeliminowania protekcyjnych praktyk w stosunku do przedsiębiorstw państwowych.

Do zagadnień wymagających pilnego rozwiązania legislacyjnego oraz wypracowania jednolitej praktyki regulacyjnej w krajach Unii należy problem subsydiowania skróśnego pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności energetycznej w przedsiębiorstwach zajmujących się wieloma rodzajami działalności infrastrukturalnej (multiutilities) oraz działalnością regulowaną i nie regulowaną. Dyrektywa zabrania subsydiowania działalności nie regulowanej przez regulowaną, natomiast nie reguluje udziału odbiorców energii elektrycznej w zyskach z działalności nie regulowanej, jeśli jest ona prowadzona przy wykorzystaniu tego samego majątku. Chodzi tutaj głównie o przypadek prowadzenia działalności w zakresie telekomunikacji przy wykorzystaniu sieci energetycznych. Przedsiębiorstwa spełniają warunek nie subsydiowania działalności telekomunikacyjnej przez energetyczną, natomiast generalnie nie chcą dzielić się zyskami z telekomunikacji z odbiorcami energii elektrycznej. Wzbudza to zastrzeżenia wielu regulatorów, natomiast brakuje uregulowań prawnych w tym zakresie. W niektórych krajach (np. we Francji) zabroniono prowadzenia tego typu działalności, co też spotyka się z zastrzeżeniami. Należy się spodziewać, że w sygnalizowanych pracach Komisji to zagadnienie znajdzie swoje odbicie.

Wdrażanie jednolitego rynku energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej nie jest procesem łatwym mimo utrwalaonych tradycji gospodarki rynkowej w tych krajach. Trudności, które są obserwowane w tym procesie powinny być okazją do wykorzystania w pracach nad rozwojem polskiego rynku energii elektrycznej i metod regulacji, które byłyby spójne z przyjmowanymi w Unii. Jest to ważny element wobec perspektywy akcesji naszego kraju do wspólnoty europejskiej.



Autor jest doradcą Prezesa URE

Haskie spotkanie Regulatorów Europy

5 i 6 października 2000 r. w Hadze odbyło się pierwsze spotkanie nowo powołanej Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (Council of European Energy Regulators). Ta nowa organizacja powołana w maju tego roku przez Regulatorów Belgii, Finlandii, Irlandii, Włoch, Holandii, Norwegii, Portugalii, Hiszpanii, Szwecji, Wlk. Brytanii i Irlandii Północnej postawiła sobie wiele ambitnych zadań, wśród których jako najważniejsze wskazano wprowadzenie w życie Europejskich Dyrektyw w Sprawie Energii Elektrycznej i Gazu.

Na to spotkanie zostali zaproszeni Regulatorzy państw akcesyjnych, wśród nich Prezes URE dr Leszek Juchniewicz. Przedmiotem obrad haskiego gremium była prezentacja i analiza modeli wprowadzania:

- 1) Dyrektywy Elektrycznej (referował regulator holenderski J. De Jong),
- 2) Dyrektywy Gazowej (referowała z-ca regulatora Wlk. Brytanii J. Whittington),
- 3) handlu energią elektryczną typu cross-border (referował regulator norweski J. Moen),
- 4) wreszcie omówienie różnorodności rzeczywistości regulacyjnej w państwach UE (referował regulator włoski S. Garriba).

Druga część spotkania poświęcona była prezentacji doświadczeń regulacyjnych państw akcesyjnych. O swoich dokonaniach, problemach i perspektywach procesu regulacyjnego mówili regulatorzy Polski, Węgier, Estonii, Rumunii i Słowenii. Prezes L. Juchniewicz wykorzystał swoje wystąpienie dla pokazania polskiej rzeczywistości regulacyjnej, scharakteryzował sektor energetyczny w Polsce i na tym tle mówił o pracy Regulatora, jej ograniczeniach, ale też o sukcesach, jakie Urząd odniósł w minionym prawie już trzyleciu swego istnienia. Żywą dyskusję wzbudziła teza dr. Juchniewicza o roli prywatyzacji w liberalizacji rynku energetycznego w Polsce.

To dwudniowe spotkanie było interesujące, a jego merytoryczne problemy opisał w swoim felietonie dr M. Duda – uczestnik tych obrad (patrz str. 38). Należy oczekiwać, że kolejne obrady Rady Europejskich Regulatorów Energetyki będą wnosili ożywcze idee do lepszego rozumienia, a co za tym idzie – skuteczniejszego wykorzystywania procesów regulacyjnych w państwach Europy. Co sprzyjać winno zwiększonej liberalizacji europejskiego rynku energetycznego. Skorzystać na tym mogą wszyscy konsumenci energii.

Prenumerata Biuletynu URE w 2001 r.

W bieżącym numerze Biuletynu drukujemy kupon prenumeraty na 2001 r. Biuletyn URE, jak dotychczas, wydawany będzie w formie dwumiesięcznika. Cena 1 egzemplarza w 2001 r. wynosi 14 zł, roczna prenumerata czyli 6 numerów – 84 zł.

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy. Biuletyn URE wysyłamy na nazwisko osoby i adres podany na kuponie prenumeraty.

Prosimy o przesyłanie zamówień wraz z kopią przelewu na odpowiednią ilość egzemplarzy.

Egzemplarze archiwalne są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki, ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa (pok. 222).

Wszelkich informacji udzielamy pod numerem telefonu: (022) 661-62-22.

Konferencja Naukowa w Mikołajkach

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz Komitet Problemów Energetyki Polskiej Akademii Nauk przy pomocy Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej zorganizowali konferencję naukową „Polskie doświadczenia regulacyjne w energetyce”. Do Mikołajek, w dniach 19 – 20 października br., przyjechało 196 osób. Wśród nich regulatorzy, koncesjonariusze zgrupowani w izbach gospodarczych i korporacjach reprezentujących energetykę zawodową, komunalną i przemysłową oraz PGNiG. Ponadto w tej liczbie znaleźli się przedstawiciele świata nauki. Uczestnicy otrzymali obszerne wydawnictwo zawierające wszystkie wystąpienia, jednak – zdaniem niektórych (zabrakło czasu na ich dogłębną lekturę).

W bogatym programie konferencji przedstawiono następujące prezentacje:

1. Regulacja a rynek. Z doświadczeń regulacji w polskiej energetyce – Leszek Juchniewicz, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
2. Kluczowe zagadnienia procesu regulacji w polskiej energetyce – prof. Andrzej Ziębik, Rada Konsultacyjna przy Prezesie URE,
3. Koncesjonowanie jako narzędzie kształtowania podmiotowo-przedmiotowych struktur rynku – Elżbieta Niebisz, Departament Koncesji URE,
4. Metodyczne i praktyczne aspekty procesu taryfowania – Tomasz Kowalak, Departament Taryf URE,
5. Kryteria i metody określania stopnia konkurencyjności przedsiębiorstw na rynkach energii – dylematy regulatora – prof. Jacek Malko, Politechnika Wroclawska,
6. Nowelizacja prawa energetycznego i jej implikacje – Ryszard Taradejna, Biuro Prawne URE,
7. Doświadczenia w zakresie współpracy przedsiębiorstw wytwórczych z Urzędem Regulacji Energetyki – Jan Kurp, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
8. Wpływ regulacji na działalność przedsiębiorstw energetycznych w obszarze przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej – Jacek Antczak, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
9. Doświadczenia regulacyjne elektrociepłowni zawodowych – Józef Pupka, Eugeniusz Kuglarz, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
10. Wpływ regulacji na działalność energetyki przemysłowej (problemy regulacyjne) – Jacek Szyke, Izba Energetyki Przemysłowej,
11. Wpływ regulacji na działalność przedsiębiorstw energetycznych w obszarze wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła – Bogusław Reguński, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
12. Problemy regulacyjne w gazownictwie – Aleksander Magiera, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.,

Referenci skupili się na przedstawieniu też swoich wystąpień, częstokroć przywołując tekst opublikowany w materiałach konferencyjnych.

Prezes URE podzielił się z zebranymi istotnymi dylematami regulatora, których rozwiązanie przyniesie korzyści obydwu stronom procesu regulacyjnego: przedsiębiorstwom i odbiorcom. Wspierany opiniami uczonych i swoich współpracowników, wskazywał na kontekst konsumencki wdrażanych rozwiązań w poszczególnych podsektorach. Przestrzegal koncesjonariuszy przed nieuzasadnionym przenoszeniem wszelkich kosztów działalności do

wniosek taryfowych czyli faktycznemu obciążeniu odbiorców energii i paliw skutkami nadmiernych inwestycji, rozbudowanymi akcjami promocyjnymi, lub ponadnormatywnemu zatrudnieniu w przedsiębiorstwach.

Podczas wielowątkowej wymiany poglądów najczęściej podnoszono sprawy niedoskonałości prawnej polskiej regulacji oraz zagrożeń wynikających z przyjętej strategii prywatyzacyjnej sektora. Przedstawiciele regulowanych podmiotów wskazywali na niekorzystne, ich zdaniem, skutki wprowadzania elementów gospodarki rynkowej dla bieżącej kondycji ekonomicznej przedsiębiorstw energetycznych.

W podsumowaniu konferencji Prezes Urzędu uznał konieczność publicznej dyskusji, wzbogacającej wiedzę fachową, wzmacniającą podstawy i motywacje do skutecznego działania. Według jego opinii, taka dyskusja w wielu przypadkach doprowadzi do konkluzji o potrzebie zmiany paradygmatów regulacji, czyli zmiany pewnych wzorców postępowania w działaniach regulacyjnych. To trudne wyzwanie, bowiem trzeba będzie przezwyciężyć własne wyobrażenia i przekonania o istocie regulacji, jej mechanizmach i narzędziach, poprzez podważenie ich zasadności. Będzie zatem potrzebna i odwaga w przyznaniu się do innego myślenia i postrzegania spraw, i także konceptualna otwartość na innowacje. Wśród nich największe znaczenie mieć zapewne będą adresowane przede wszystkim do przedsiębiorstw energetycznych prace nad pożądanym zestawem standardów regulacji ekonomicznych, dostępności usług oraz metodologii ustalania opłat w sektorze energetycznym".

Adresy Oddziałów Terenowych Urzędu Regulacji Energetyki

Przypominamy adresy Oddziałów Terenowych URE oraz informujemy o obszarach ich działania:

Oddział Centralny w Warszawie

00-503 Warszawa, ul. Żurawia 4 a,
tel. (0-22) 693-57-44 (51-89), fax (0-22) 693-57-48
obszar działania – woj. mazowieckie

Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie
70-502 Szczecin, ul. Waty Chrobrego 4,
tel. (0-91) 488-04-49, fax (0-91) 430-37-10
obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie

Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku
80-462 Gdańsk, Al. Jana Pawła II 20,
tel. (0-58) 340-90-02 (03), fax (0-58) 346-83-86
obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie

Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu
60-780 Poznań, ul. Grunwaldzka 1,
tel. (0-61) 865-77-82, tel./fax (0-61) 856-13-12
obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie

Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie
20-340 Lublin, ul. Garbarska 20, tel. centrala (0-81) 743-85-09,
743-85-30, fax (0-81) 743-92-94 wew. 340
obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie

Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi
90-137 Łódź, ul. Uniwersytecka 4,
tel. (0-42) 639-24-40, fax (0-42) 630-13-61
obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie

Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu
50-048 Wrocław, ul. Marszałka J. Piłsudskiego 13,
tel. (0-71) 782-02-00 (01, 02), fax (0-71) 782-02-05
obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie

Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach
40-158 Katowice, ul. Owocowa 6 a,
tel. (0-32) 58-80-11 do 19, tel./fax (0-32) 58-64-77
obszar działania – woj. śląskie

Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie
30-522 Kraków, ul. Podskale 2,
tel. (0-12) 423-57-31, 656-03-01 (42-50), fax (0-12) 423-57-85
obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie



Elektrownia w Rejowicach

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: 10101010-2873-223-1		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Opłata 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: 10101010-2873-223-1		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Opłata 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: 10101010-2873-223-1		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Opłata 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: 10101010-2873-223-1		
Pl. Kas.:	Data:	Kwota:		

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

.....
(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

.....
(stempel Banku)

Zamówienie – Biuletyn URE – 2001	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Adres, na który należy nadsyłać Biuletyn:	
Imię, nazwisko/Firma:	
Ulica:	
	nr.:
Miasto:	
	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

**„Biuletyn
Urzędu Regulacji Energetyki”**

zawiera m.in.:

- wykaz przedsiębiorstw ubiegających się o udzielenie koncesji,
- zestawienie udzielonych koncesji,
- zestawienie zatwierdzonych tarif,
- 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 2001

dwumiesięcznika:

„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy.

Cena rocznej prenumeraty (6 numerów x 14 zł za 1 egz.) wynosi 84 zł, 2 egz. odpowiednio 168 zł.

Dwumiesięcznik wysyłamy na nazwisko osoby i adres podany na zamówieniu.

Prosimy o przesyłanie zamówień na podanym kuponie prenumeraty wraz z kopią przelewu na odpowiednią ilość egzemplarzy.

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

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

Zamówienie – Biuletyn URE – 2001	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Adres, na który należy nadsyłać Biuletyn:	
Imię, nazwisko/Firma:	
Ulica:	
	nr.:
Miasto:	
	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
..... <i>Pieczętka i podpis</i>	

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Generacja wymuszona – jest to część produkcji energii elektrycznej, która musi być prowadzona bądź to z przyczyn technologicznych charakteryzujących procesy produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach i elektrowniach wodnych przepływowych, bądź z konieczności zapewnienia odpowiedniej jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej odbiorcom. Generacja wymuszona może być wywołana:

- *względami technicznymi* – występuje w jednostkach, w których ze względu na odbywające się w nich procesy technologiczne wytwarzanie energii elektrycznej i wprowadzanie jej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego nie może być wstrzymane. Zjawisko to występuje w:
 - elektrociepłowniach, w których generacja energii elektrycznej wymuszona jest produkcją ciepła,
 - elektrowniach wodnych, w których generacja energii elektrycznej jest wymuszona przepływem wody.
- *względami regulacyjnymi* – związana jest z niwelowaniem technicznych ograniczeń działania systemu elektroenergetycznego, w szczególności koniecznością zapewnienia odpowiedniej jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej odbiorcom. Operator Systemu Przesyłowego, będąc odpowiedzialnym za bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego, zobowiązany jest do zawarcia umów gwarantujących świadczenie usług systemowych oraz zapewniających rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym. Świadczenie usług systemowych oraz rezerwy mocy określane jest mianem regulacyjnych usług systemowych (definicja usług systemowych zamieszczona została w Biuletynie URE nr 3/99). Umowy na świadczenie regulacyjnych usług systemowych zawierane są w trybie przetargu mającego na celu minimalizację całkowitych kosztów. W przypadku braku możliwości zawarcia umów na świadczenie regulacyjnych usług systemowych OSP wyznacza jednostki wytwórcze niezbędne do świadczenia regulacyjnych usług systemowych.

(J.B.)

Rynek bilansujący – jest segmentem rynku energii elektrycznej, na którym Operator Systemu Przesyłowego dokonuje transakcji kupna/sprzedaży mających na celu zrównoważenie produkcji energii elektrycznej z jej rzeczywistym zapotrzebowaniem. Ceny na rynku bilansowym wynikają ze złożonych ofert produkcyjnych i redukcyjnych. Uczestnicy rynku, którzy zgłosili oferty na rynku bilansowym a ich oferta została zaakceptowana otrzymują cenę oferty (system „pay-as-you-bid”). Cena energii elektrycznej na rynku bilansującym dla odbiorców energii jest wyznaczana jako średnia ważona zaakceptowanych ofert.

(J.B.)

Oferty na rynku bilansującym – oferty składane na tym rynku mają na celu umożliwienie Operatorowi Systemu Przesyłowego zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Rozróżnia się następujące rodzaje ofert występujących na rynku bilansującym:

- *Oferty produkcyjne* – stosowane są do zgłaszania przez wytwórców Operatorowi Systemu Przesyłowego (OSP), zdolności wytwórczych swoich jednostek wytwórczych (JW) na najbliższą dobę planowaną n. Stanowią one deklarację posiadania przez poszczególne JW zdolności wytwórczych (dyspozycyjności) oraz gotowości produkcji energii elektrycznej w dobie n. Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) składają oferty produkcyjne obligatoryjnie. Wyróżnia się następujące rodzaje ofert produkcyjnych:
 - Oferty pierwotne – są podstawowymi ofertami składanymi przez wytwórców; umożliwiają OSP tworzenie bilansu wytwarzania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym dla doby planowanej n oraz planu pracy produkcji poszczególnych JW dla doby planowanej n;
 - Oferty korygujące – są ofertami dodatkowymi składanymi przez wytwórców w celu zmiany danych deklarowanych w ofertach produkcyjnych pierwotnych, jeżeli po złożeniu tych ofert miały miejsce zmiany w zdolnościach wytwórczych (dyspozycyjności) JW zmieniające możliwości generacyjne.
 - Oferty operatywne – są ofertami dodatkowymi składanymi przez wytwórców w celu zmiany danych deklarowanych w ofertach produkcyjnych pierwotnych lub korygujących, jeżeli po złożeniu tych ofert wystąpiły zmiany w zdolnościach wytwórczych JW zmieniające możliwości generacyjne.
- *Oferty cenowe* – celem tych ofert jest zgłaszanie przez wytwórców Operatorowi Systemu Przesyłowego danych handlowych swoich JW na najbliższą dobę planowaną n. Stanowią one deklarację cen po jakich poszczególne JW gotowe są uczestniczyć w rynku bilansującym. Oferty te nie są obligatoryjne a ich brak eliminuje JW z aktywnego udziału na rynku bilansującym. Rozróżnia się dwa rodzaje ofert cenowych:
 - Oferty cenowe przyrostowe – które służą do zgłaszania przez wytwórców Operatorowi Systemu Przesyłowego gotowości do uczestnictwa w produkcji energii elektrycznej ponad wielkości zaplanowane we wstępnym planie koordynacyjnym dobowym (WPKD) oraz ceny za produkcję energii, w sytuacji gdy OSP przywoła JW do pracy i produkcji w ramach wypełniania krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną bądź optymalizacji Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej przyjętych do realizacji.
 - Oferty cenowe redukcyjne – które służą do zgłaszania przez wytwórców Operatorowi Systemu Przesyłowego gotowości do uczestnictwa w redukcji produkcji energii elektrycznej zaplanowanej w WPKD oraz ceny za przyjęcie od wytwórcy przez OSP produkcji energii elektrycznej kontraktowej w sytuacji, w której OSP odwoła JW z pracy oraz produkcji w ramach zmniejszenia wypełnienia krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną bądź optymalizacji Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej przyjętych do realizacji.

(J.B.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI