

NR 4
2003

1 lipca 2003

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

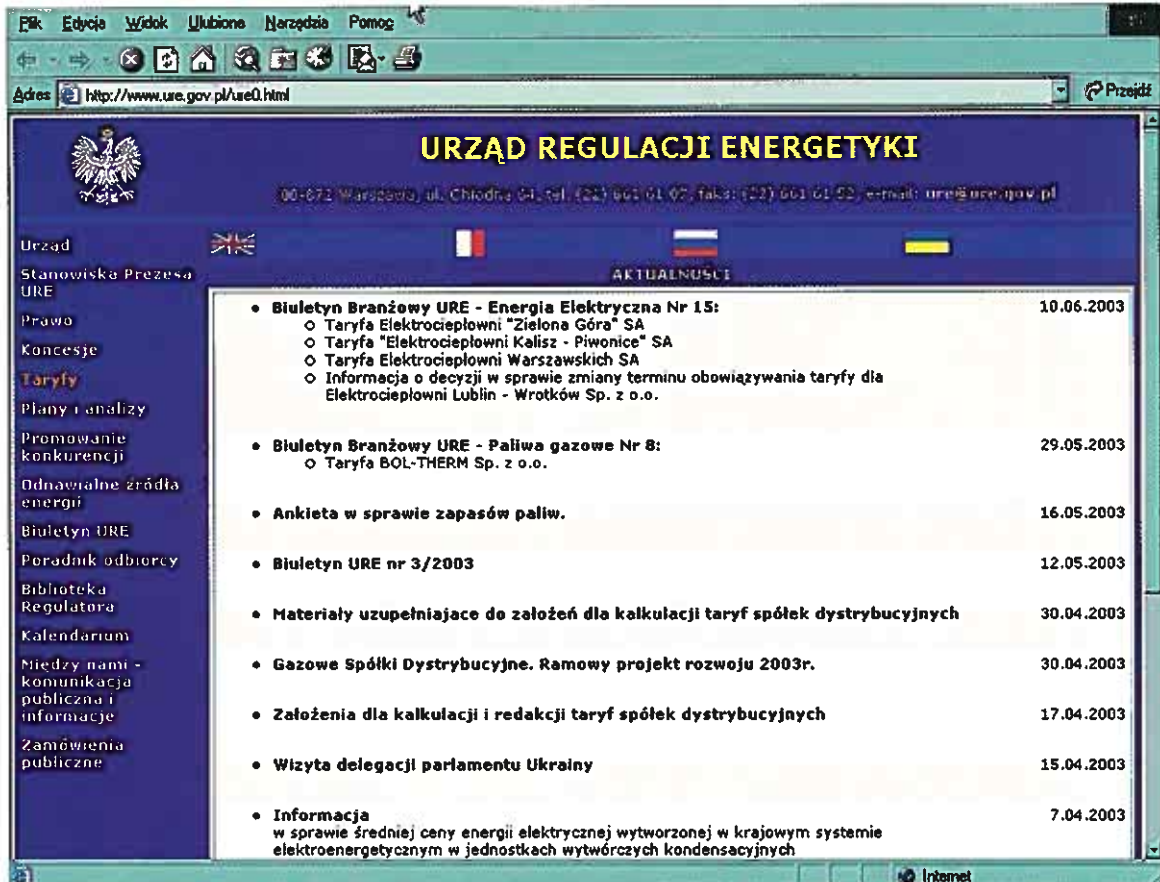
w numerze m.in.:

- Regulacja działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych
- TPA – realizacja w elektroenergetyce w 2002 r.
- Wymagania kwalifikacyjne
- Ekologiczne dyrektywy Unii Europejskiej

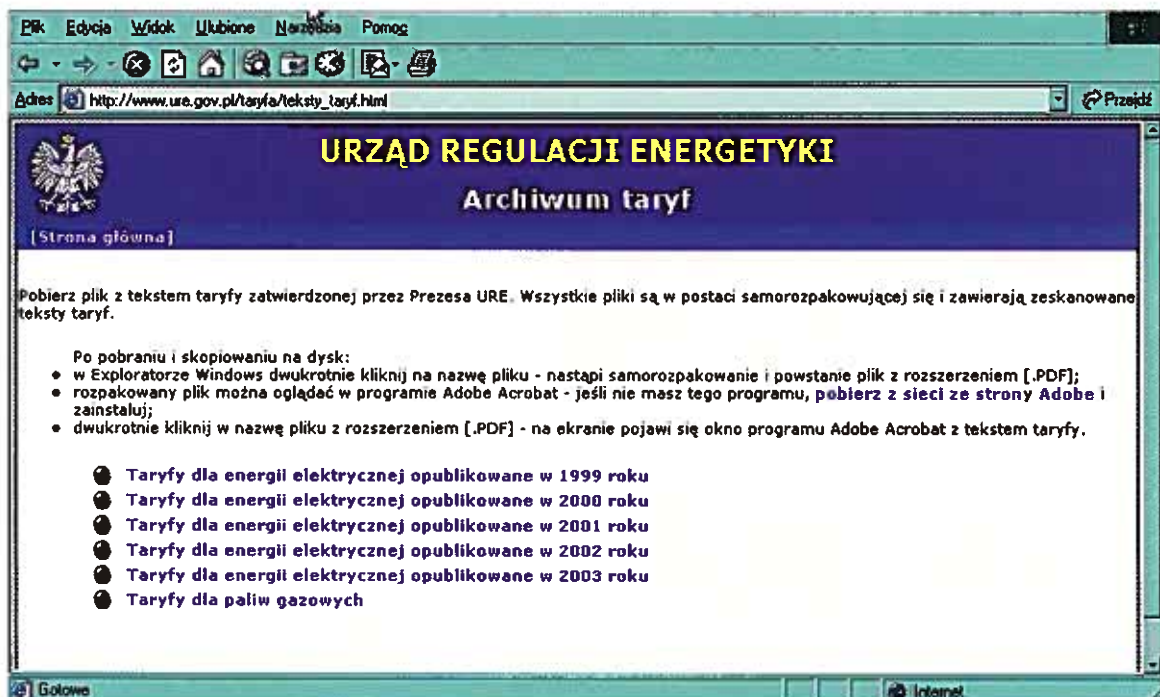
Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

W celu pobrania opublikowanych tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych należy:

1. wejść na stronę internetową URE, adres www.ure.gov.pl



2. na stronie tytułowej kliknąć pozycję „Taryfy”; pojawi się strona, z której należy wybrać „Archiwum taryf”; następnie ze strony, która się wówczas ukaże (patrz rysunek poniżej), można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.



Szanowni Czytelnicy!

Na początku czerwca br. odbyło się referendum, w którym nasz kraj opowiedział się za przystąpieniem do Unii Europejskiej. Teraz czeka nas 11 miesięcy wytężonej pracy – okres, w którym podjęte powinny być inicjatywy ustawodawcze mające na celu wdrażanie dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady, w tym dotyczące energetyki.

W dziale „Integracja Europejska” prezentujemy obszerny materiał poświęcony dyrektywom m.in. w sprawach: ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw; promocji kogeneracji; promocji biopaliw lub innych odnawialnych paliw w transporcie; wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej; minimalnych stawek podatkowych na energię elektryczną i produkty energetyczne.

W wielu publikacjach (prasie codziennej, periodykach branżowych) pojawiają się artykuły krytykujące regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych. W związku z tym doradcy Prezesa URE: Jadwiga Bodych-Wasilewska, Paweł Bogusławski i Witold Cherubin, w swoim materiale przedstawiają istotę procesu regulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie dla ciepła w świetle przepisów ustawy – Prawo energetyczne i obowiązujących przepisów wykonawczych. Kolejny raz podjęta zostaje próba przybliżenia prowadzonej przez Prezesa URE polityki regulacyjnej mającej na celu m.in. równoważenie immanentnie sprzecznych interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

W Biuletynie nr 2/2003 zamieściliśmy artykuł Jarka Astramowicza opisujący Elektroniczny Kantor Energii. Do tego tematu powracamy na łamach bieżącego numeru i przedstawiamy obserwacje i doświadczenia z pierwszych miesięcy działalności tego systemu, umożliwiającego handel energią elektryczną.

Zachęcamy także Czytelników do zapoznania się z przygotowana przez Departament Promowania Konkurencji informacją dotyczącą zakresu korzystania przez odbiorców uprawnionych z usług przesyłowych oraz oceny stopnia przygotowania elektroenergetyki do pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej. W materiale tym zaprezentowano najbardziej aktualną statystykę realizacji zasady TPA oraz podstawowe bariery rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.

Z wykazem spółek dystrybucyjnych oraz PSE SA, którym zatwierdzone zostały taryfy dla energii elektrycznej, mogą się Państwo zapoznać na stronach Wkładki, na których opublikowane zostały także najnowsze informacje o koncesjonariuszach.

Redakcja

SPIS TREŚCI

| | |
|---|----|
| Prawo energetyczne – rozporządzenia | 2 |
| Sądowa kontrola decyzji Prezesa URE – dylematy prawno-ustrojowe | 10 |
| Nowe narzędzie walki z nierzetelnymi partnerami | 13 |
| Kwalifikacje osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych – dziś i jutro | 15 |
| Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych | 21 |
| Nielegalny pobór paliw i energii – przykład energii elektrycznej | 30 |
| Realizacja zasady TPA w elektroenergetyce w 2002 r. | 33 |
| Możliwości rozwoju lokalnego rynku energii elektrycznej i ciepła | 38 |
| Analiza zmian obciążeń budżetów domowych z tytułu wdrożenia dyrektyw 88/609/EEC oraz 2001/80/WE | 43 |
| Promocja kogeneracji i biopaliw w Unii Europejskiej | 57 |
| Zasady działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych w UE | 63 |
| Projekt dyrektywy o opodatkowaniu energii i produktów energetycznych | 70 |
| Elektroniczny Kantor Energii | 72 |
| Informacje i komunikaty | 78 |

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

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

Oddano do druku 25 czerwca 2003 r. Nakład: 2250 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (022) 661 62 22

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

www.ure.gov.pl

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI, PRACY I POLITYKI SPOŁECZNEJ¹⁾

z dnia 12 lutego 2003 r.

w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych

(Dz. U. Nr 39, poz. 338)

Na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) wielkości zapasów paliw, jakie jest obowiązane utrzymywać przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, zwanych dalej „zapasami”;
- 2) sposób gromadzenia zapasów;
- 3) szczegółowy tryb przeprowadzania kontroli stanu zapasów.

§ 2. 1. Zapasy są utrzymywane w postaci węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego, w ilości odpowiadającej co najmniej:

- 1) dla węgla kamiennego:
 - a) trzydobowemu zużyciu, jeżeli węgiel kamienny jest dostarczany przy użyciu taśmociągów, do miejsca składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii, bezpośrednio z wydobywającej go kopalni, a dostawca w umowie sprzedaży zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym na okres nie krótszy niż rok zobowiąże się do gromadzenia i utrzymywania zapasów na składowisku dostępnym w każdym czasie na potrzeby tego przedsiębiorstwa, w ilości co najmniej czternastodobowego zużycia,
 - b) dwudziestodobowemu zużyciu, jeżeli węgiel kamienny jest dostarczany transportem kolejowym lub samochodowym oraz przy użyciu taśmociągów do miejsca składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii, a odległość składowiska zapasów węgla kamiennego od wydobywających go kopalń, które dostarczają łącznie 70% przewidywanego zużycia węgla kamiennego, jest nie większa niż 50 km,
 - c) trzydziestodobowemu zużyciu, jeżeli zapasy węgla kamiennego znajdują się w miejscu składowania sąsia-

dującym z miejscem wytwarzania energii, a ich dostarczanie nie spełnia warunków określonych w lit. a i b;

- 2) dla węgla brunatnego – dwudziestodobowemu zużyciu, z uwzględnieniem zapasu węgla brunatnego gromadzonego i utrzymwanego przez dostawcę na podstawie umowy sprzedaży zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym na okres nie krótszy niż rok, jeżeli węgiel brunatny jest dostarczany z wydobywającej go kopalni przy użyciu taśmociągów do miejsca składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii;
- 3) dla olejów opałowych – dwudziestodobowemu zużyciu, jeżeli olej opałowy jest dostarczany transportem kolejowym lub samochodowym do miejsca składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii.

2. Za zapas węgla brunatnego gromadzony i utrzymywany przez dostawcę może być uznany węgiel brunatny w złożu odkrywkowej kopalni węgla brunatnego, przygotowany do wydobycia i dostarczenia do miejsca składowania sąsiadującego z miejscem wytwarzania energii.

3. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne używa węgla kamiennego, brunatnego oraz oleju opałowego, zapasy poszczególnych rodzajów tych paliw są utrzymywane w ilości ustalonej w sposób określony w ust. 1.

§ 3. 1. Zużycie dobowe, o którym mowa w § 2, w poszczególnych miesiącach, ustala się w następujący sposób:

- 1) od dnia 1 listopada do dnia 31 marca – jako iloczyn średniego dobowego zużycia w tym okresie w trzech ostatnich latach i współczynnika wynoszącego w poszczególnych miesiącach:
 - a) 1,1 – w listopadzie,
 - b) 1,2 – w grudniu,
 - c) 1,3 – w styczniu,
 - d) 1,0 – w lutym,
 - e) 0,8 – w marcu;
 - 2) od dnia 1 kwietnia do dnia 31 października – jako iloczyn średniego dobowego zużycia w tym okresie w trzech ostatnich latach i współczynnika wynoszącego w poszczególnych miesiącach:
 - a) 0,8 – w okresie od dnia 1 kwietnia do dnia 30 września,
 - b) 1,0 – w październiku.
2. W przypadku gdy:
- 1) przedsiębiorstwo energetyczne rozpoczyna działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła bądź wykonuje tę działalność w okresie krótszym niż trzy lata,
 - 2) występuje zmiana wielkości zużycia paliw w przedsiębiorstwie energetycznym w wyniku uruchomienia nowych lub zmodernizowanych urządzeń lub zmiany rodzaju i jakości zużywanych paliw

1) Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 7 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej (Dz. U. Nr 1, poz. 5).

2) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1997 r. Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144.

– średnie dobowe zużycie paliw w okresach, o których mowa w ust. 1, ustala się jako wielkości planowane średniego dobowego ich zużycia w tych okresach.

§ 4. Zapasy gromadzi się w magazynach, zbiornikach i na składowiskach sąsiadujących z miejscem wytwarzania energii, w sposób zapewniający:

- 1) bezpieczeństwo osób i składowania;
- 2) ochronę środowiska;
- 3) składowanie i pobieranie paliw w sposób ciągły w ciągu całego roku.

§ 5. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zapewnia osobom przeprowadzającym kontrolę stanu zapasów dostęp do miejsc ich gromadzenia i utrzymywania oraz wykonywanie niezbędnych czynności kontrolnych.

2. Czynności kontrolne przeprowadza się w obecności upoważnionego przedstawiciela kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego, który udziela także ustnych i pisemnych wyjaśnień oraz przedstawia dokumenty dotyczące ewidencjonowania zapasów.

3. Kontrolujący w protokole z przeprowadzonej kontroli zamieszcza:

- 1) ustalenia dotyczące rzeczywistego stanu zapasów i ich zgodności z wielkościami ustalonymi zgodnie z § 2 i 3;

2) wnioski i zalecenia;

3) pouczenie o sposobie i terminie złożenia wyjaśnień i zastrzeżeń co do jego treści.

4. Termin do złożenia wyjaśnień lub zastrzeżeń, o których mowa w ust. 3 pkt 3, nie może być dłuższy niż 14 dni od dnia doręczenia protokołu z przeprowadzonej kontroli.

5. Protokół z przeprowadzonej kontroli sporządza się w dwóch jednobrzmiących egzemplarzach.

§ 6. Informacje uzyskane w trakcie kontroli mogą być udostępniane osobom trzecim z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

§ 7. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 kwietnia 1998 r. w sprawie wielkości, sposobu gromadzenia oraz kontroli stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła oraz wydobywaniem i dystrybucją paliw gazowych (Dz. U. Nr 53, poz. 332 oraz z 2000 r. Nr 100, poz. 1079).

§ 8. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia.

ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW

z dnia 11 marca 2003 r.

w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła

(Dz. U. Nr 59, poz. 518)

Na podstawie art. 11 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.¹⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o „operatorze”, należy przez to rozumieć operatora systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego gazowego albo elektroenergetycznego, a także przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła.

§ 2. 1. Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące obrót pali-

wami stałymi lub ciekłymi oraz przez operatorów w odniesieniu do paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych za pomocą sieci, wszelkich dostępnych środków służących zaspokojeniu potrzeb odbiorców na te paliwa, energię elektryczną lub ciepło – przy dolożeniu należytej staranności w zakresie zapewnienia maksymalnych ich dostaw z dostępnych źródeł.

2. Ograniczenia, o których mowa w ust. 1, nie mogą powodować:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych;
- 2) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie:
 - a) bezpieczeństwa lub obronności państwa,
 - b) opieki zdrowotnej,
 - c) telekomunikacji,
 - d) edukacji.

§ 3. 1. Wniosek, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, minister właściwy do spraw gospodarki sporządza z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszeń:

1) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1997 r. Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424.

1) operatorów systemu przesyłowego gazowego lub elektroenergetycznego – w odniesieniu do paliw gazowych i energii elektrycznej;

2) wojewodów – w odniesieniu do paliw stałych i ciekłych oraz ciepła.

2. Zgłoszenia, o których mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem powinny być przekazywane ministrowi właściwemu do spraw gospodarki w terminach umożliwiającym zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa i bezpieczeństwa osób oraz zapobieżenie znacznym stratom materialnym.

3. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 1, powinno określać:

- 1) rodzaje paliw lub energii, dla których wnioskuje się wprowadzenie ograniczeń;
- 2) odbiorców, których ograniczenia mają dotyczyć;
- 3) grupy odbiorców, którzy powinni być wyłączeni z ograniczeń;
- 4) czas trwania wnioskowanych ograniczeń;
- 5) ilość paliw stałych lub ciekłych planowanych do sprzedaży.

§ 4. Ograniczenia w poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej mogą dotyczyć odbiorców:

- 1) paliw gazowych, zamawiających co najmniej 10 000 m³ na dobę tych paliw;
- 2) energii elektrycznej o mocy umownej powyżej 300 kW.

§ 5. 1. Operatorzy opracowują plany wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej, a także w dostarczaniu ciepła, z uwzględnieniem zasad określonych w art. 11 ust. 3 ustawy.

2. Plany wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej, określające wielkości maksymalnego poboru dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania, podlegają corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

3. Plany i ich aktualizacje, o których mowa w ust. 2, podlegają:

- 1) uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, jeżeli są opracowywane przez operatorów systemów przesyłowych gazowych albo elektroenergetycznych;
- 2) uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu przesyłowego, jeżeli są opracowywane przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych albo elektroenergetycznych.

4. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu ciepła podlegają uzgodnieniu z właściwym wojewodą, w terminach ustalonych przez wojewodę.

§ 6. Ujęte w planach, o których mowa w § 5 ust. 1, ograniczenia w poborze:

- 1) paliw gazowych – określa się w stopniach zasilania od 2 do 10, odpowiednio do możliwych dostaw ze wszystkich dostępnych źródeł;
- 2) energii elektrycznej – określa się w stopniach zasilania od 11 do 20.

§ 7. Dopuszczalne maksymalne ograniczenia w poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej, a także w dostar-

czaniu ciepła, ujęte w planach, o których mowa w § 5 ust. 1, uwzględnia się w umowach określonych w art. 5 ustawy.

§ 8. Operatorzy, przez ogłoszenia zamieszczane w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki lub w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości, powinni zapoznać odbiorców z planami, o których mowa w § 5 ust. 1.

§ 9. 1. Ograniczenia w poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej są wprowadzane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatorów o obowiązujących stopniach zasilania.

2. Komunikaty operatorów o stopniach zasilania, o których mowa w § 6, wprowadzanych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w programie I Polskiego Radia o godzinie 7⁵⁵ i 19⁵⁵ i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.

3. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach radiowych, operatorzy powiadamiają odbiorców indywidualnie w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania się, w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości.

4. Powiadomienia, o których mowa w ust. 3, są dla odbiorcy obowiązujące w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

§ 10. Plany wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych oraz energii elektrycznej, a także w dostarczaniu ciepła, uzgodnione przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia, uznaje się za plany w rozumieniu § 5.

§ 11. 1. W przypadku wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych, wojewoda wydaje odbiorcom, na ich wniosek, upoważnienia do zakupu określonej ilości tych paliw. Upoważnienia wydaje się na okres wprowadzania ograniczeń.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) nazwę i adres odbiorcy;
- 2) określenie rodzaju paliwa i jego ilości.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy dołączyć uzasadnienie wskazujące potrzebę zaopatrywania się we wnioskowane paliwo.

§ 12. Traci moc rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych, w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz określenia organów uprawnionych do kontroli przestrzegania wprowadzonych ograniczeń (Dz. U. Nr 60, poz. 386).

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

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI, PRACY I POLITYKI SPOŁECZNEJ¹⁾

z dnia 28 kwietnia 2003 r.

**w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby
zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci**

(Dz. U. Nr 89, poz. 828)

Na podstawie art. 54 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) rodzaje prac, stanowisk oraz urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, przy których eksploatacji jest wymagane posiadanie kwalifikacji;
- 2) zakres wymaganej wiedzy niezbędnej do uzyskania potwierdzenia posiadanych kwalifikacji;
- 3) tryb przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego;
- 4) jednostki organizacyjne, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, i tryb ich powoływania;
- 5) wysokość opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji;
- 6) wzór świadectwa kwalifikacyjnego.

§ 2. Przepisów rozporządzenia nie stosuje się do osób:

- 1) zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci:
 - a) w zakładach górniczych – w zakresie uregulowanym przepisami prawa geologicznego i górniczego,
 - b) związanych z ruchem drogowym, lotniczym, żegluga śródlądową i morską – w zakresie uregulowanym w przepisach prawa o ruchu drogowym, prawa lotniczego, o żegludze śródlądowej oraz w przepisach Kodeksu morskiego;
- 2) będących obywatelami państw członkowskich Unii Europejskiej, które nabyły w tych państwach wymagane kwalifikacje w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci i uzyskały ich potwierdzenie stosownie do przepisów ustawy z dnia 26 kwietnia 2001 r. o zasadach uznawania nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej kwalifikacji do wykonywania zawodów regulowanych (Dz. U. Nr 87, poz. 954 oraz z 2002 r. Nr 71, poz. 655).

§ 3. Rodzaje urządzeń, instalacji i sieci, przy których eksploatacji jest wymagane posiadanie kwalifikacji, określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

- 1) Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 7 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej (Dz. U. Nr 1, poz. 5).
- 2) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1997 r. Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718.

§ 4. Nie wymaga się potwierdzenia posiadania kwalifikacji w zakresie obsługi urządzeń i instalacji u użytkowników eksploatających:

- 1) urządzenia elektryczne o napięciu nie wyższym niż 1 kV i mocy znamionowej nie wyższej niż 20 kW, jeżeli w dokumentacji urządzenia określono zasady jego obsługi;
- 2) urządzenia lub instalacje ciepłe o mocy zainstalowanej nie wyższej niż 50 kW.

§ 5. 1. Eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci mogą zajmować się osoby, które spełniają wymagania kwalifikacyjne dla następujących rodzajów prac i stanowisk pracy:

- 1) eksploatacji – do których zalicza się stanowiska osób wykonujących prace w zakresie obsługi, konserwacji, remontów, montażu i kontrolno-pomiarowym;
- 2) dozoru – do których zalicza się stanowiska osób kierujących czynnościami osób wykonujących prace w zakresie określonym w pkt 1 oraz stanowiska pracowników technicznych sprawujących nadzór nad eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.

2. Prace, o których mowa w ust. 1, dotyczą wykonywania czynności:

- 1) mających wpływ na zmiany parametrów pracy obsługiwanych urządzeń, instalacji i sieci z zachowaniem zasad bezpieczeństwa i wymagań ochrony środowiska – w zakresie obsługi;
- 2) związanych z zabezpieczeniem i utrzymaniem należytego stanu technicznego urządzeń, instalacji i sieci – w zakresie konserwacji;
- 3) związanych z usuwaniem usterek, uszkodzeń oraz remontami urządzeń, instalacji i sieci w celu doprowadzenia ich do wymaganego stanu technicznego – w zakresie remontów;
- 4) niezbędnych do instalowania i przyłączania urządzeń, instalacji i sieci – w zakresie montażu;
- 5) niezbędnych do dokonania oceny stanu technicznego, parametrów eksploatacyjnych, jakości regulacji i sprawności energetycznej urządzeń, instalacji i sieci – w zakresie kontrolno-pomiarowym.

§ 6. Osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, w celu uzyskania potwierdzenia posiadanych kwalifikacji, powinny wykazać się wiedzą z zakresu:

- 1) na stanowiskach eksploatacji:
 - a) zasad budowy, działania oraz warunków technicznych obsługi urządzeń, instalacji i sieci,
 - b) zasad eksploatacji oraz instrukcji eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci,
 - c) zasad i warunków wykonywania prac kontrolno-pomiarowych i montażowych,

- d) zasad i wymagań bezpieczeństwa pracy i ochrony przeciwpożarowej oraz umiejętności udzielania pierwszej pomocy,
 - e) instrukcji postępowania w razie awarii, pożaru lub innego zagrożenia bezpieczeństwa obsługi urządzeń lub zagrożenia życia, zdrowia i środowiska;
- 2) na stanowiskach dozoru:
- a) przepisów dotyczących przyłączania urządzeń i instalacji do sieci, dostarczania paliw i energii oraz prowadzenia ruchu i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci,
 - b) przepisów i zasad postępowania przy programowaniu pracy urządzeń, instalacji i sieci, z uwzględnieniem zasad racjonalnego użytkowania paliw i energii,
 - c) przepisów dotyczących eksploatacji, wymagań w zakresie prowadzenia dokumentacji technicznej i eksploatacyjnej oraz stosowania instrukcji eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci,
 - d) przepisów dotyczących budowy urządzeń, instalacji i sieci oraz norm i warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać te urządzenia, instalacje i sieci,
 - e) przepisów dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej, z uwzględnieniem udzielania pierwszej pomocy oraz wymagań ochrony środowiska,
 - f) zasad postępowania w razie awarii, pożaru lub innego zagrożenia bezpieczeństwa ruchu urządzeń przyłączonych do sieci,
 - g) zasad dysponowania mocą urządzeń przyłączonych do sieci,
 - h) zasad i warunków wykonywania prac kontrolno-pomiarowych i montażowych.

§ 7. 1. Sprawdzenie kwalifikacji posiadanych przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci przeprowadzają komisje kwalifikacyjne, o których mowa w § 8, na wniosek tych osób albo na wniosek pracodawcy zatrudniającego te osoby.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) imię i nazwisko osoby ubiegającej się o sprawdzenie posiadanych kwalifikacji;
- 2) datę i miejsce urodzenia;
- 3) numer PESEL albo rodzaj i numer dokumentu tożsamości obywatela;
- 4) adres miejsca zamieszkania;
- 5) informacje dotyczące:
 - a) wykształcenia,
 - b) przebiegu pracy zawodowej,
 - c) wykonywanego zawodu,
 - d) rodzaju i zakresu wnioskowanych uprawnień;
- 6) nazwę i adres pracodawcy.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, należy dołączyć:

- 1) wykaz posiadanych świadectw kwalifikacyjnych;
- 2) potwierdzenie uiszczenia opłaty, o której mowa w art. 54 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „opłatą”.

§ 8. 1. Sprawdzenia posiadania kwalifikacji dokonuje komisja kwalifikacyjna, zwana dalej „Komisją”, w drodze organizowanego przez nią egzaminu.

2. W skład Komisji wchodzi:

- 1) przewodniczący;
- 2) zastępca przewodniczącego;
- 3) członkowie;
- 4) sekretarz.

3. Egzamin przeprowadza zespół egzaminacyjny, zwany dalej „zespołem”, złożony co najmniej z trzech osób, wyznaczonych przez przewodniczącego Komisji.

4. Egzamin jest ustny i powinien wykazać wiedzę kandydata w zakresie, o którym mowa w § 6. Szczegółową tematykę egzaminu ustala Komisja i powiadamia pisemnie osoby ubiegające się o potwierdzenie kwalifikacji, co najmniej 14 dni przed wyznaczoną datą egzaminu.

5. Wynik egzaminu określa się jako „pozytywny” lub „negatywny”.

6. O wyniku egzaminu członkowie zespołu rozstrzygają większością głosów. W przypadku równej liczby głosów rozstrzyga głos przewodniczącego zespołu.

7. Z przebiegu egzaminu sporządza się protokół, w którym stwierdza się wynik egzaminu; protokół podpisują przewodniczący i członkowie zespołu.

8. Dokumentację przeprowadzonego egzaminu przewodniczący zespołu przedkłada niezwłocznie przewodniczącemu Komisji.

§ 9. Za właściwe przygotowanie egzaminów jest odpowiedzialny przewodniczący Komisji, a za prawidłowy przebieg egzaminu – przewodniczący zespołu.

§ 10. 1. Na podstawie pozytywnego wyniku egzaminu Komisja, w terminie 14 dni od dnia egzaminu, wydaje świadectwo kwalifikacyjne według wzoru stanowiącego załącznik nr 2 do rozporządzenia.

2. W razie negatywnego wyniku egzaminu osoba zainteresowana może ponownie przystąpić do egzaminu, po złożeniu wniosku, o którym mowa w § 7 ust. 1, oraz uiszczeniu opłaty.

§ 11. Przewodniczący Komisji, po wydaniu świadectwa kwalifikacyjnego lub zawiadomieniu osoby zainteresowanej o negatywnym wyniku egzaminu, przekazuje niezwłocznie kierownikowi jednostki organizacyjnej, przy której powołano Komisję, dokumentację przeprowadzonego egzaminu.

§ 12. 1. Komisje kwalifikacyjne są powoływane:

- 1) u przedsiębiorcy zatrudniającego co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w § 5 ust. 1,
- 2) przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej,
- 3) w jednostkach podległych właściwym ministrom lub Szefom Agencji, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 2 i 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne – na ich wniosek.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, powinien zawierać:

- 1) nazwę i adres jednostki organizacyjnej;
- 2) wypis z właściwego rejestru oraz akt założycielski lub statut, potwierdzające zakres wykonywanej działalności, a w przypadku stowarzyszenia – jego naukowo-techniczny charakter;
- 3) wykaz stanowisk pracy oraz liczbę osób wykonujących prace, o których mowa w § 5 ust. 1 pkt 1 – odrębnie dla poszczególnych grup i rodzajów urządzeń, instalacji i sieci określonych w załączniku nr 1 do rozporządzenia, przy których eksploatacji jest wymagane posiadanie kwalifikacji – w przypadku wniosku składanego przez przedsiębiorcę;
- 4) szczegółowe uzasadnienie wskazujące, że jednostka organizacyjna występująca o powołanie Komisji zapewni właściwe przeprowadzenie egzaminów;
- 5) proponowany skład Komisji z podaniem imion i nazwisk jej członków, ich miejsc pracy, zajmowanych stanowisk, posiadanych kwalifikacji i funkcji, jakie mają w niej pełnić;
- 6) oświadczenia zainteresowanych osób o wyrażeniu zgody na powołanie w skład Komisji;
- 7) wypisy z Krajowego Rejestru Karnego o niekaralności kandydatów na członków Komisji.

3. Organ uprawniony do powoływania Komisji, o którym mowa w art. 54 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwany dalej „organem uprawnionym”, może wniesić, w terminie 7 dni od dnia wpłynięcia wniosku, umotywowane zastrzeżenia do proponowanego składu Komisji oraz zakresu sprawdzanych kwalifikacji.

4. Kierownik jednostki organizacyjnej, przy której ma być powołana Komisja, w terminie 7 dni od dnia otrzymania zastrzeżeń, o których mowa w ust. 3, powinien się do nich ustosunkować, a w przypadku uznania zastrzeżeń za zasadne – zaproponować nowy skład Komisji.

§ 13. 1. W przypadku gdy treść wniosku, o którym mowa w § 12 ust. 1, nie budzi zastrzeżeń, organ uprawniony powołuje Komisję, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku.

2. Dokument o powołaniu Komisji powinien zawierać:

- 1) nazwę i adres jednostki organizacyjnej, przy której powołuje się Komisję;
- 2) określenie:
 - a) składu Komisji – imiona i nazwiska jej członków oraz pełnione przez nich funkcje,
 - b) zakresu sprawdzanych kwalifikacji.

§ 14. 1. Jeżeli osoba zainteresowana nie przystąpiła do egzaminu z przyczyn od niej niezależnych, przewodniczący Komisji, na wniosek tej osoby, wyznacza następny termin egzaminu lub zarządza zwrot opłaty.

2. Opłaty są pobierane w wysokości 10% minimalnego wynagrodzenia za pracę pracowników, obowiązującego w dniu złożenia wniosku, o którym mowa w § 7 ust. 1.

§ 15. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji (Dz. U. Nr 59, poz. 377 oraz z 2000 r. Nr 15, poz. 187).

§ 16. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia.

RODZAJ URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI, PRZY KTÓRYCH EKSPLOATACJI JEST WYMAGANE POSIADANIE KWALIFIKACJI

Grupa 1. Urządzenia, instalacje i sieci elektroenergetyczne wytwarzające, przetwarzające, przesyłające i zużywające energię elektryczną:

- 1) urządzenia prądotwórcze przyłączone do krajowej sieci elektroenergetycznej bez względu na wysokość napięcia znamionowego;
- 2) urządzenia, instalacje i sieci elektroenergetyczne o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 3) urządzenia, instalacje i sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV;
- 4) zespoły prądotwórcze o mocy powyżej 50 kW;
- 5) urządzenie elektrotermiczne;
- 6) urządzenia do elektrolizy;
- 7) sieci elektrycznego oświetlenia ulicznego;
- 8) elektryczna sieć trakcyjna;
- 9) elektryczne urządzenia w wykonaniu przeciwwybuchowym;
- 10) aparatura kontrolno-pomiarowa oraz urządzenia i instalacje automatycznej regulacji; sterowania i zabezpieczeń urządzeń i instalacji wymienionych w pkt 1-9;
- 11) urządzenia techniki wojskowej lub uzbrojenia;
- 12) urządzenia ratowniczo-gaśnicze i ochrony granic.

Grupa 2. Urządzenia wytwarzające, przetwarzające, przesyłające i zużywające ciepło oraz inne urządzenia energetyczne:

- 1) kotły parowe oraz wodne na paliwa stałe, płynne i gazowe, o mocy powyżej 50 kW, wraz z urządzeniami pomocniczymi;
- 2) sieci i instalacje ciepłone wraz z urządzeniami pomocniczymi, o przesyłce ciepła powyżej 50 kW;
- 3) turbiny parowe oraz wodne o mocy powyżej 50 kW, wraz z urządzeniami pomocniczymi;
- 4) przemysłowe urządzenia odbiorcze pary i gorącej wody, o mocy powyżej 50 kW;
- 5) urządzenia wentylacji, klimatyzacji i chłodnicze, o mocy powyżej 50 kW;
- 6) pompy, ssawy, wentylatory i dmuchawy, o mocy powyżej 50 kW;
- 7) sprężarki o mocy powyżej 20 kW oraz instalacje sprężonego powietrza i gazów technicznych;
- 8) urządzenia do składowania, magazynowania i rozładunku paliw, o pojemności składowania odpowiadającej masie ponad 100 Mg;
- 9) piece przemysłowe o mocy powyżej 50 kW;
- 10) aparatura kontrolno-pomiarowa i urządzenia automatycznej regulacji do urządzeń i instalacji wymienionych w pkt 1-9;
- 11) urządzenia techniki wojskowej lub uzbrojenia;
- 12) urządzenia ratowniczo-gaśnicze i ochrony granic.

Grupa 3. Urządzenia, instalacje i sieci gazowe wytwarzające, przetwarzające, przesyłające, magazynujące i zużywające paliwa gazowe:

- 1) urządzenia do produkcji paliw gazowych, generatory gazu;
- 2) urządzenia do przetwarzania i uzdatniania paliw gazowych, rozkładnie paliw gazowych, urządzenia przeróbki gazu ziemnego, oczyszczalnie gazu, rozprężalnie i rozlewnie gazu płynnego, odazotownie, mieszalnie;
- 3) urządzenia do magazynowania paliw gazowych;
- 4) sieci gazowe przesyłowe o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa (gazociągi i punkty redukcyjne, stacje gazowe);
- 5) sieci gazowe rozdzielcze o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa (gazociągi, stacje gazowe, tłocznie gazu);
- 6) urządzenia i instalacje gazowe o ciśnieniu nie wyższym niż 5 kPa;
- 7) urządzenia i instalacje gazowe o ciśnieniu powyżej 5 kPa;
- 8) przemysłowe odbiorniki paliw gazowych o mocy powyżej 50 kW;
- 9) turbiny gazowe;
- 10) aparatura kontrolno-pomiarowa, urządzenia sterowania do sieci, urządzeń i instalacji wymienionych w pkt 1-9.

WZÓR

.....
 (nazwa, siedziba i numer komisji kwalifikacyjnej)

ŚWIADECTWO KWALIFIKACYJNE Nr

uprawniające do zajmowania się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci na stanowisku:

..... (dozoru, eksploatacji)*/

Komisja Kwalifikacyjna Nr działająca zgodnie z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. Nr 89, poz. 828), na podstawie wyniku egzaminu złożonego w dniu i protokołu nr stwierdza, że Pan/Pani/ legitymujący/a się numerem ewidencyjnym PESEL lub dokumentem tożsamości spełnia wymagania kwalifikacyjne do wykonywania pracy na stanowisku: (dozoru, eksploatacji)*/ w zakresie: (obsługi, konserwacji, remontów, montażu, kontrolno-pomiarowym)*/ dla następujących urządzeń, instalacji i sieci:

.....
 (wyszczególnić rodzaje urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci)

mp.

.....
 (data i miejsce wystawienia)

.....
 (podpis przewodniczącego komisji kwalifikacyjnej)
 (pieczęć imienna)

*/ Wpisać właściwy wariant.

SĄDOWA KONTROLA DECYZJI PREZESA URE – DYLEMATY PRAWNO-USTROJOWE

Grażyna Dylewska, Ryszard Taradejna

I. Ogólną, konstytucyjną zasadą kontroli decyzji administracyjnych wydawanych przez organy administracji publicznej jest prawo zaskarżenia decyzji wydanych w pierwszej instancji (zazwyczaj – do organu wyższego stopnia), a następnie prawo wniesienia skargi do sądu administracyjnego (por. art. 78 i 183 Konstytucji RP), przy czym od 1 stycznia 2004 r. postępowanie sądowe w tym zakresie również będzie dwuinstancyjne¹⁾.

Wyjątek od tej zasady ustanowiono m.in. w ustawie z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne²⁾, która w art. 30 ust. 2 przewiduje, że od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE) służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Postępowanie w tych sprawach regulują przepisy art. 479⁴⁶-479⁵⁶ ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego³⁾. W myśl art. 479⁵⁶ § 2 tego Kodeksu, od wyroku

Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawach tych przysługuje kasacja, nie przewidziano natomiast apelacyjnego środka odwoławczego⁴⁾.

Regulacja ta jest niezgodna z art. 78 w związku z art. 176 oraz z art. 2 Konstytucji RP, a wątpliwościami tymi Prezes URE dzielił się kilkakrotnie z Ministrem Sprawiedliwości⁵⁾. Podobny pogląd wyraził Trybunał Konstytucyjny, który w wyroku z 12 czerwca 2002 r. sygn. akt P. 13/01, ogłoszonym w Dz. U. z 2002 r. Nr 84, pod poz. 764, orzekł, że „art. 479³¹ ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (...) jest niezgodny z art. 78 w związku z art. 176 oraz z art. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej przez to, że ustalając katalog rozstrzygnięć zawierających zarówno cechy postępowania pierwszoinstancyjnego, jak i odwoławczego uniemożliwia właściwą kontrolę instancyjną, pozbawiając stronę apelacyjnego środka odwoławczego od orzeczenia Sądu Antymonopolowego wydanego w pierwszej instancji (...)”. Trybunał postanowił, że przepis ten traci moc z dniem 30 listopada 2003 r.

Należy oczekiwać, że przygotowywany przez Komisję Kodyfikacyjną Prawa Cywilnego projekt nowelizacji Kodeksu postępowania cywilnego uwzględni również ten problem. Miejmy też nadzieję, że ustawo-

1) Por. art. 176 ust. 1 i art. 236 ust. 2 Konstytucji. Patrz też ustawa z 25 lipca 2002 r. – Prawo o ustroju sądów administracyjnych (Dz. U. z 2002 r. Nr 153, poz. 1269) oraz ustawa z 30 sierpnia 2002 r. – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2002 r. Nr 153, poz. 1270).

Szerzej na ten temat pisze m.in. R. Taradejna: „Dwuinstancyjne sądownictwo administracyjne – już za rok”, „Gazeta Samorządu i Administracji” Nr 22 z 22 października-3 listopada 2002 r.

2) Dz. U. z 1997 r. Nr 154, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555, Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718.

3) Dz. U. z 1964 r. Nr 43, poz. 296, z 1965 r. Nr 15, poz. 113, z 1974 r. Nr 27, poz. 157 i Nr 39, poz. 231, z 1975 r. Nr 45, poz. 234, z 1982 r. Nr 11, poz. 82 i Nr 30, poz. 210, z 1983 r. Nr 5, poz. 33, z 1984 r. Nr 45, poz. 241 i 242, z 1985 r. Nr 20, poz. 86, z 1987 r. Nr 21, poz. 123, z 1988 r. Nr 41, poz. 324, z 1989 r. Nr 4, poz. 21 i Nr 33, poz. 175, z 1990 r. Nr 14, poz. 88, Nr 34, poz. 198, Nr 53, poz. 306, Nr 55, poz. 318 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 7, poz. 24, Nr 22, poz. 92 i Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 12, poz. 53, z 1994 r. Nr 105, poz. 509, z 1995 r. Nr 83, poz. 417 i Nr 141, poz. 692, z 1996 r. Nr 24, poz. 110, Nr 43, poz. 189, Nr 73, poz. 350 i Nr 149, poz. 703, z 1997 r. Nr 43, poz. 270, Nr 54, poz. 348, Nr 75, poz. 471, Nr 102, poz. 643, Nr 117, poz. 752, Nr 121, poz. 769 i 770, Nr 133, poz. 882, Nr 139, poz. 934, Nr 140, poz. 940 i Nr 141, poz. 944, z 1998 r. Nr 106, poz. 668 i Nr 117, poz. 757, z 1999 r. Nr 52, poz. 532, z 2000 r. Nr 22, poz. 269 i 271, Nr 48, poz. 552 i 554, Nr 73, poz. 852, Nr 94, poz. 1037, Nr 114, poz. 1191 i Nr 122, poz. 1314, 1319 i 1322, z 2001 r. Nr 4, poz. 27, Nr 49, poz. 508, Nr 63, poz. 635, Nr 98, poz. 1069, 1070 i 1071, Nr 123, poz. 1353, Nr 125, poz. 1368 i Nr 138,

poz. 1546, z 2002 r. Nr 25, poz. 253, Nr 26, poz. 265, Nr 74, poz. 676, Nr 84, poz. 764, Nr 126, poz. 1069 i 1070, Nr 129, poz. 1102, Nr 153, poz. 1271, Nr 219, poz. 1849 i Nr 240, poz. 2058 oraz z 2003 r. Nr 42, poz. 363 i Nr 60, poz. 535. Wypada zauważyć, że wskutek tak wielu nowelizacji przeciętny „użytkownik prawa” nie ma nawet możliwości ustalenia – jaki jest obowiązujący tekst tej ustawy (pomijamy opracowania książkowe, gdyż nie mają one charakteru oficjalnego i nie muszą być wiarygodne). Pożądane by więc było ogłoszenie przez Marszałka Sejmu tekstu jednolitego.

4) Podobna regulacja dotyczy orzeczeń tego sądu w sprawach z zakresu ochrony konkurencji, regulacji telekomunikacji, regulacji transportu kolejowego oraz w sprawach o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone.

5) Por. „Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2002 r.”, Biuletyn URE Nr 3/2003, str. 156-157.

Na fakt, że adresaci decyzji od których służy odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów są pod tym względem w sytuacji gorszej od adresatów decyzji, od których można wnieść odwołanie, a następnie skargę do NSA, zwracali też uwagę R. i B. Taradejna w książce pt. *Prawo energetyczne. Zbiór przepisów. Wybrane orzecznictwo. Komentarze*, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Warszawa 2001 (str. 198). Można natomiast wyrazić zdziwienie, że problemu tego nie podniósł sam Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Zauważyliśmy też, że SOKiK orzeka w składzie jednoosobowym, podczas gdy NSA – w składzie trzyosobowym (co daje szansę pełniejszej analizy rozstrzyganego problemu).

dawca zdąży dokonać zmiany przed 30 listopada 2003 r., bowiem utrata mocy przez art. 479³¹ może w praktyce sparaliżować działalność Sądu w sprawach z zakresu ochrony konkurencji.

Wyrok ten wprawdzie bezpośrednio dotyczy tylko tego przepisu (on właśnie był kwestionowany przed Trybunałem), to jednak pogląd ten odnosi się również do innych postępowań przed Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

II. Praktycznym przykładem konieczności kontroli orzeczeń sądowych, niezależnie od wymogu konstytucyjnego, jest postanowienie Sądu Najwyższego z 17 stycznia 2003 r. (sygn. akt I CK 214/02). Po rozpatrzeniu kasacji wniesionej przez Prezesa URE od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego (obecnie: Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów) z 6 marca 2002 r. (sygn. akt XVII Ame 21/01) Sąd Najwyższy uwzględnił kasację cytowanym postanowieniem, uchylił zaskarżony wyrok oraz umorzył postępowanie sądowe.

Istota poglądu wyrażonego przez Sąd Najwyższy sprowadza się do stwierdzenia: „Skuteczne w świetle art. 479¹³ § 1 k.p.c. cofnięcie, porównywalnego z pozwem, odwołania od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki powinno spowodować, dokonane **postanowieniem**, umorzenie postępowania sądowego wywołanego wniesieniem odwołania. Skutek tego postanowienia powinien więc objąć **całe postępowanie sądowe** – ale tylko to postępowanie, zaskarżona **natomiast decyzja powinna stać się ostateczna**” [podkreślenia autorów].

Do wydania wspomnianego postanowienia doszło w następujących okolicznościach.

Prezes URE 24 stycznia 2001 r. wydał decyzję, w której odmówił dokonania żądanej przez Państwo M. zmiany wydanych przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków przyłączenia domu jednorodzinnego do sieci niskiego napięcia. Kwestionowane przez Państwo M. postanowienie warunków przyłączenia określało zakres prac związanych z usunięciem kolizji z istniejącą linią energetyczną, powstałej w związku z budową przez nich domu. Dom ten został wybudowany pod linią niskiego napięcia, a prace przy budowie jego dachu zagrażały życiu ludzi ze względu na możliwość porażenia prądem. Kolizja ta nie została spowodowana przez przedsiębiorstwo energetyczne, a do jej powstania przyczynili się wyłącznie Państwo M. W tej sytuacji Prezes URE uznał za słuszne zawarte w warunkach przyłączenia postanowienie, w którym Państwo M. zostali zobowiązani do usunięcia powstałej kolizji na ich koszt oraz odmówił dokonania zmiany tego postanowienia i w uzasadnieniu decyzji stwierdził, że sporne postanowienie warunków przyłączenia nie było sprzeczne z obowiązującymi przepisami prawa.

Od tej decyzji Państwo M. wnieśli odwołanie do Sądu Antymonopolowego (obecnie: Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów), a następnie, już na rozprawie przez tym Sądem – cofnęli odwołanie. W dniu 6 marca 2002 r.

Sąd wydał wyrok (sygn. akt XVII Ame 21/01), w którym **zmienił** w całości zaskarżoną decyzję Prezesa URE w ten sposób, że **umorzył postępowanie**. W uzasadnieniu wyroku Sąd stwierdził, że „Na rozprawie w dniu 6 marca 2002 r. pełnomocnik powoda cofnął odwołanie i zrzekł się roszczenia. Obecny na rozprawie pełnomocnik strony pozwanej [czyli Prezesa URE – przypis autorów] nie wniósł żadnych zastrzeżeń. W tej sytuacji Sąd zmienił decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 479⁵³ § 2 kpc i umorzył postępowanie w sprawie – art. 355 § 1 kpc.”.

Zastrzeżenia Prezesa URE wzbudził fakt, że Sąd, pomimo cofnięcia odwołania, rozstrzygnął sprawę wyrokiem i umorzył postępowanie administracyjne, które toczyło się przed Prezesem URE, co powodowało, że spór między Państwem M. a przedsiębiorstwem energetycznym pozostawał nadal nierozstrzygnięty. W związku z tym Prezes URE wniósł kasację do Sądu Najwyższego. W uzasadnieniu kasacji Prezes URE, podniósł, że w myśl art. 355 § 1 Kpc, „sąd wydaje postanowienie o umorzeniu postępowania, jeżeli powód cofnął ze skutkiem prawnym pozew lub jeżeli wydanie wyroku stało się z innych przyczyn zbędne lub niedopuszczalne.”.

W niniejszej sprawie powód (czyli Państwo M.) cofnął ze skutkiem prawnym swój pozew (czyli odwołanie od decyzji). Następstwem procesowym cofnięcia pozwu powinno być umorzenie postępowania sądowego i rozstrzygnięcie w tej sprawie w formie postanowienia. W ocenie Prezesa URE, ówczesny Sąd Antymonopolowy podwójnie naruszył przepis art. 355 § 1 Kpc poprzez:

- 1) wydanie orzeczenia w formie wyroku, zamiast w formie postanowienia,
- 2) dokonanie z powołaniem się na ten przepis ingerencji w decyzję Prezesa URE.

Ponadto, zdaniem Prezesa URE, Sąd ten naruszył przepis art. 479⁵³ § 2 Kpc, który stanowi, że w **razie uwzględnienia** odwołania, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zaskarżoną decyzję albo uchyla, albo zmienia w całości lub w części i **orzeka co do istoty sprawy**. Zatem zmiana decyzji Prezesa URE byłaby możliwa jedynie w sytuacji uwzględnienia odwołania, po jego rozpatrzeniu. Natomiast w okolicznościach faktycznych sprawy, tj. wobec cofnięcia odwołania, nie było dopuszczalne dokonywanie zmian zaskarżonej decyzji. Nadto, utrzymywanie tego wyroku powodowałoby w konsekwencji taki efekt, jakby postępowanie **administracyjne** zakończyło się umorzeniem, a w efekcie spór między przedsiębiorstwem energetycznym a Państwem M. byłby (jak już wskazano wyżej) nadal nierozstrzygnięty.

Sąd Najwyższy podzielając poglądy Prezesa URE przedstawione w kasacji, cytowanym wyżej postanowieniem uchylił zaskarżony wyrok i umorzył postępowanie **sądowe**.

W uzasadnieniu tego postanowienia Sąd Najwyższy stwierdził m.in., że „Postępowanie w sprawach z zakresu regulacji energetyki jest dwuetapowe: pierwszy etap obejmuje postępowanie **administracyjne**, a drugi –

postępowanie sądowe [podkreślenia autorów] w trybie przewidzianym w art. 479⁴⁶-479⁵⁶ k.p.c., polegające na rozpoznaniu określonych w art. 479⁴⁶ k.p.c. odwołań od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zażeń na jego postanowienia (zob. także art. 30 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.). Postępowanie sądowe w sprawach z zakresu regulacji energetyki jest ujęte podobnie jak postępowanie sądowe w sprawach z zakresu ochrony konkurencji (art. 479²⁸-479³⁵ k.p.c.), również więc co do niego można przyjąć, iż nie ogranicza się ono do kontroli zaskarżonego aktu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, lecz zmierza także do merytorycznego rozpoznawania sprawy (zob. art. 479⁵³ § 2 k.p.c.) i jest postępowaniem pierwszoinstancyjnym (...). Odwołanie lub zażalenie wszczynające to postępowanie jest zatem odpowiednikiem pozwu (por. art. 479⁴⁹ k.p.c.).

W zakresie nie unormowanym w art. 479⁴⁶-479⁵⁶ i art. 479¹-479²² k.p.c., do postępowania sądowego w sprawach z zakresu regulacji energetyki mają zastosowanie przepisy ogólne o procesie. Jednym z takich przepisów jest art. 355 § 1 k.p.c., stanowiący – między innymi – iż sąd wydaje postanowienie o umorzeniu postępowania, jeżeli powód cofnął ze skutkiem prawnym pozew. Zgodnie zatem z tym przepisem, skuteczne w świetle art. 479¹³ § 1 k.p.c. cofnięcie, porównywalnego z pozwem, odwołania od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki powinno spowodować, dokonane postanowieniem, umorzenie postępowania sądowego wywołanego wniesieniem odwołania. Skutek tego postanowienia powinien więc objąć całe postępowanie sądowe – ale tylko to postępowanie, zaskarżona natomiast decyzja powinna stać się ostateczna. Umorzenie w wyniku cofnięcia odwołania także postępowania administracyjnego, tj. pierwszego etapu postępowania w sprawach z zakresu regulacji energetyki, byłoby możliwe tylko w razie istnienia szczególnej do tego rodzaju podstawy prawnej w rodzaju przepisu art. 446 k.p.c.

W konsekwencji, mający zastosowanie także w postępowaniu sądowym w sprawach z zakresu regulacji energetyki art. 355 § 1 k.p.c. wykluczał zarówno zmianę zaskarżonej decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jak i umorzenie całego postępowania wraz z postępowaniem administracyjnym. Sąd, zamiast wyroku

o przytoczonej wyżej treści, powinien wydać tylko postanowienie o umorzeniu postępowania sądowego.

W skardze kasacyjnej trafnie wskazano także na naruszenie przez Sąd art. 479⁵³ k.p.c. Zmiana decyzji, o której w nim mowa, jest orzeczeniem co do istoty sprawy, wobec czego nie mogła ona być aktualna, gdy uzasadnione było tylko orzeczenie proceduralne, tj. co do samego toku postępowania.”.

Sąd Najwyższy stwierdził również, że uwzględniając skargę kasacyjną i uchylając zaskarżony wyrok zapadły w sytuacji, w której wyrokowanie stało się zbędne, o umorzeniu postępowania sądowego rozstrzygnął postanowieniem jako formą orzeczenia właściwą do decydowania o toku postępowania, przy czym powołał się na art. 393¹⁶ w związku z art. 354, art. 355 § 1, art. 391 i art. 393¹⁹ Kodeksu postępowania cywilnego⁶⁾.



Grażyna Dylewska
Główny specjalista



Ryszard Taradejna
Dyrektor

Biuro Prawne URE

6) Sąd Najwyższy przywołał także inne postanowienia Sądu Najwyższego w podobnych sprawach: z dnia 12 października 1999 r., III CKN 693/98 (OSNC 2000, nr 4 poz. 73) i z dnia 29 sierpnia 2001 r., IV CKN 1153/00 (Lex nr 52699).

NOWE NARZĘDZIE WALKI Z NIERZETELNYMI PARTNERAMI

Ryszard Taradejna

Z dniem 26 kwietnia 2003 r. weszła w życie kolejna, szesnasta już nowelizacja ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁾. Dokonała tego ustawa z 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych²⁾. W wyniku nowelizacji dodano art. 62a, który stanowi: „Przedsiębiorstwo energetyczne może udostępniać dane o odbiorcy na zasadach i w trybie określonych w ustawie z dnia 14 lutego 2003 r. o udostępnianiu informacji gospodarczych (Dz. U. Nr 50, poz. 424).”

Przybliżmy więc regulację zawartą w tej ustawie, której tytuł jest nieco mylący. Określa ona zasady i tryb udostępniania przez przedsiębiorców informacji gospodarczych dotyczących **wiarygodności płatniczej** innych przedsiębiorców i konsumentów, w szczególności danych o zwłoce w wykonywaniu zobowiązań pieniężnych osobom trzecim nieoznaczonym w chwili przeznaczania tych danych do udostępniania (art. 1).

Należy przy tym pamiętać, że pojęcie „**przedsiębiorca**” w rozumieniu tej ustawy jest bardzo szerokie i obejmuje nie tylko „przedsiębiorcę” w rozumieniu przepisów ustawy – Prawo działalności gospodarczej³⁾, ale także spółdzielczą kasę oszczędnościowo-kredytową, wspólnotę mieszkaniową oraz spółdzielnię mieszkaniową w zakresie zaspokajania potrzeb mieszkaniowych jej członków (art. 2 ust. 2 pkt 2).

Przez „**informację gospodarczą**” rozumie się poniższe dane (art. 2 ust. 1), przy czym jest to wyczerpujące, więc nie można go rozszerzać:

1) dotyczące podmiotu będącego osobą prawną lub jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej – oznaczenie, siedziba i adres, numer, pod którym podmiot wpisany jest do właściwego rejestru wraz z oznaczeniem sądu rejestrowego, numer NIP, numer REGON, imiona i nazwiska osób wchodzących w skład organów zarządzających, prokurentów lub pełnomocników podmiotu,

- 2) dotyczące osoby fizycznej – imiona i nazwisko, obywatelstwo, adres miejsca zameldowania na pobyt stały lub czasowy, numer PESEL, seria i numer dowodu osobistego lub innego dokumentu potwierdzającego tożsamość, data urodzenia,
- 3) dotyczące przedsiębiorcy będącego osobą fizyczną – dane wymienione wyżej oraz oznaczenie, siedziba i adres, numer NIP, numer REGON, numer, pod którym podmiot wpisany jest do właściwego rejestru, wraz z oznaczeniem sądu rejestrowego, imiona i nazwiska pełnomocników (o ile są ustanowieni), główny przedmiot działalności gospodarczej,
- 4) dotyczące zobowiązania pieniężnego – tytuł prawny, kwota i waluta, kwota zaległości, termin powstania zaległości, stan postępowań dotyczących zobowiązania, w tym informacja o orzeczeniach sądowych, informacja o kwestionowaniu przez dłużnika istnienia całości lub części zobowiązania, data wystawienia wezwania do zapłaty, zawierającego ostrzeżenie o zamiarze przekazania danych do biura, z podaniem nazwy firmy i adresu siedziby tego biura,
- 5) dotyczące posłużenia się podrobionym lub cudzym dokumentem – nazwa dokumentu, seria i numer dokumentu, data wystawienia dokumentu, oznaczenie, siedziba i adres podmiotu wskazanego w dokumencie jako jego wystawca, imiona i nazwisko osoby, której dokument dotyczy, okoliczności posłużenia się dokumentem, wskazanie osoby lub organu, który stwierdził, że dokument jest podrobiony lub cudzy.

Przez **udostępnianie** informacji gospodarczych rozumie się (art. 2 ust. 2 pkt 4) przekazywanie przez przedsiębiorcę danych, o których mowa wyżej, do **biura informacji gospodarczej** oraz ujawnianie tych danych przez to biuro. Udostępnianie informacji gospodarczych osobom trzecim nieoznaczonym w chwili przeznaczania tych informacji do udostępniania następuje wyłącznie za pośrednictwem biur informacji gospodarczej, chyba, że udostępnienie następuje w celu sprzedaży wierzytelności przez ogłoszenie publiczne lub przepisy prawa przewidują inny tryb udostępniania danych (art. 3).

Biuro informacji gospodarczej może zostać utworzone wyłącznie w formie spółki akcyjnej, o kapitale zakładowym nie mniejszym niż 4 000 000 zł (art. 4 ust. 1). W skład organów biura nie mogą wchodzić osoby karane za przestępstwa popełnione z winy umyślnej (ust. 4). Przedmiotem działalności gospodarczej biura może być wyłącznie pośrednictwo w udostępnianiu informacji gospodarczych (ust. 5). Biuro jest obowiązane używać w swojej firmie wyrazów „biuro informacji gospo-

1) Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489 i Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718. W Kancelarii Sejmu trwają prace nad przygotowaniem tekstu jednolitego tej ustawy.

2) Dz. U. z 2003 r. Nr 50, poz. 424.

3) Dz. U. z 1999 r. Nr 101, poz. 1178, z 2000 r. Nr 86, poz. 958 i Nr 114, poz. 1193, z 2001 r. Nr 49, poz. 509, Nr 67, poz. 679, Nr 102, poz. 1115 i Nr 147, poz. 1643 oraz z 2002 r. Nr 1, poz. 2, Nr 115, poz. 995 i Nr 130, poz. 1112.

darczej" (ust. 6). Podlega ono kontroli ministra właściwego do spraw gospodarki⁴⁾ w zakresie zgodności wykonywanej działalności z ustawą i regulaminem (art. 22 ust. 1).

Przedsiębiorca będzie mógł przekazywać do biura informacje gospodarcze w celu ich ujawnienia, jeżeli zawarł z biurem umowę o ich udostępnianiu. Umowa ta powinna być sporządzona na piśmie, pod rygorem nieważności (art. 6).

Dane o zobowiązaniach konsumentów mogą przekazywać do biura wyłącznie przedsiębiorcy wymienieni w art. 7 ust. 1 (wykaz ten zawiera 21 pozycji), w tym m.in. świadczący usługi dostawy energii elektrycznej, ciepła, paliw gazowych, wody, odprowadzania nieczystości lub wywozu śmieci, świadczący usługi przewozu osób w regularnej komunikacji publicznej, spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe, wynajmujący lokale, operatorzy lub podmioty udostępniające usługi telekomunikacyjne, zakłady ubezpieczeń, banki i spółdzielcze kasy oszczędnościowo-kredytowe.

Przedsiębiorca może w każdym czasie przekazać do biura dane dotyczące posłużenia się wobec niego podrobionym lub cudzym dokumentem, a w szczególności dokumentem potwierdzającym tożsamość lub zaświadczeniem o zatrudnieniu bądź zarobkach (art. 9 ust. 1). Konsument lub przedsiębiorca może zażądać od przedsiębiorcy, który przekazał biuru określone informacje gospodarcze przekazania temu biuru informacji o wywiązywaniu się przez niego z zobowiązań z tytułu umów o kredyt konsumencki lub związanych z wykonywaniem działalności gospodarczej. Żądanie takie składa się na piśmie, ze wskazaniem biura, do którego informacje powinny zostać przekazane (art. 10 ust. 1).

4) Obecnie jest to Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z 7 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej (Dz. U. z 2003 r. Nr 1, poz. 5), które weszło w życie 8 stycznia 2003 r. Minister ten kieruje następującymi działami administracji rządowej: gospodarka, rozwój regionalny, turystyka, praca, zabezpieczenie społeczne.

Ustawa zawiera szczegółową regulację dotyczącą przechowywania i ujawniania informacji gospodarczych przez biura informacji gospodarczej (rozdział 4) i aktualizacji informacji gospodarczych (rozdział 5). Zauważmy też, że do praktycznie nieodpłatnego otrzymywania danych z tych biur uprawnieni są (art. 16 ust. 1): Prokurator Krajowy, Komendant Główny Policji, Szef Biura Ochrony Rządu, Generalny Inspektor Kontroli Skarbowej, Generalny Inspektor Informacji Finansowej, dyrektorzy izb skarbowych, dyrektorzy urzędów kontroli skarbowej, Prezes NIK, sądy i Generalny Inspektor Nadzoru Budowlanego.

Ustawa zawiera przepisy karne oraz dokonuje nowelizacji kilku ustaw: oprócz wymienionej na wstępie ustawy – Prawo energetyczne, także ustawy – Prawo o publicznym obrocie papierami wartościowymi, ustawy – Prawo bankowe, ustawy – Prawo telekomunikacyjne, ustawy o działalności ubezpieczeniowej i ustawy o giełdach towarowych.

Przedsiębiorcy, w tym także przedsiębiorstwa energetyczne, powinni uwzględnić w swojej działalności zarówno fakt, że szereg ustaw nakłada na nie obowiązek ochrony określonych informacji (np. dane osobowe, tajemnica państwowa) lub przyznaje takie prawo (np. tajemnica przedsiębiorstwa), ale także fakt, że inne ustawy nakładają wręcz prawny obowiązek udostępnienia pewnych informacji (np. informacja publiczna, informacje o środowisku, niektóre informacje gospodarcze). Warto też pamiętać, że naruszenie poszczególnych obowiązków może spowodować odpowiedzialność karną, cywilną (za szkody spowodowane bezprawnym ujawnieniem) lub choćby pracowniczą.

*Autor jest dyrektorem
Biura Prawnego URE*

Od Redakcji:

Czytelnicy zainteresowani pogłębieniem tej problematyki mogą sięgnąć do książki R. i M. Taradejna pt. *Dostęp do informacji publicznej a prawna ochrona informacji dotyczących działalności gospodarczej, społecznej i zawodowej oraz życia prywatnego* (Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2003).

KWALIFIKACJE OSÓB ZAJMUJĄCYCH SIĘ EKSPLOATACJĄ URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI ENERGETYCZNYCH – DZIŚ I JUTRO

Marek Krawczyński

„Eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci stosowanych w procesach energetycznych wymaga posiadania odpowiednich kwalifikacji, ze względu na zagrożenie porażeniami prądem, poparzeniami osób, pożarami czy niebezpieczeństwem wybuchu, a także na zakłócenia w ciągłości dostaw paliw i energii do odbiorców, zagrożające zdrowiu, życiu osób oraz znaczne straty materialne”.

Nie sposób nie zgodzić się z tym stwierdzeniem, zawartym w uzasadnieniu do kolejnych projektów rozporządzenia w sprawie **szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci** [7, 8]. Warto się przyjrzeć, jak na przestrzeni ostatnich lat realizowany był obowiązek posiadania właściwych kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych.

W **rozdziale 6 ustawy – Prawo energetyczne** pt. „Urządzenia, instalacje, sieci i ich eksploatacja” zamieszczony jest **art. 54**, którego **ust. 1** zawiera zapis, że osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach przez Ministerstwo Gospodarki (nie tylko) w porozumieniu z innymi właściwymi ministrami lub szefami Agencji, o których jest mowa w **ust. 3 pkt 2 i 3** tego artykułu, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. **Ustęp 2** tego artykułu wprowadza zakaz zatrudniania przy samodzielnej eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych osób bez dodatkowo potwierdzonych kwalifikacji. Nie przestrzeganie tych przepisów grozi konsekwencjami, o których mówi **art. 56 ust. 1 pkt 9** ustawy – Prawo energetyczne, a mianowicie – nałożeniem przez Prezesa URE kary pieniężnej na przedsiębiorcę i/lub kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, której wysokość i sposób płatności określone są w kolejnych ustępach tego artykułu.

Regulacje prawne

W latach poprzedzających wejście w życie ustawy – Prawo energetyczne [15] sprawę dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń i instalacji energetycznych regulowało zarządzenie Ministra Przemysłu z 15 marca 1989 r. [17], wydane na podstawie ustawy z 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej [14]. Określało ono **dodatkowe** (oprócz wymagań wynikających z taryfika-

torów kwalifikacyjnych) **wymagania** stawiane przed tymi osobami zatrudnionymi na stanowiskach: kierownictwa, dozoru i eksploatacji, według wykazu stanowisk pracy ustalanych przez pracodawców.

Ustawa – Prawo energetyczne (zwana dalej u-PE) przewidziała obowiązek posiadania odpowiednich kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją określonych urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. W **art. 54** u-PE zamieszczone są **ustępy 1, 2 i 6**, których treść nie uległa zmianie przy okazji kolejnych nowelizacji ustawy.¹⁾

Należy podkreślić, że **ust. 6** (mimo kolejnych nowelizacji u-PE) ma charakter porządkowy i sprowadza się do stwierdzenia, że Minister właściwy do ..., w porozumieniu z ..., **określi w drodze rozporządzenia szczególne zasady stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby, o których mowa w ust. 1.**

Wypełnieniem delegacji ustawowej zawartej w **art. 54** **ust. 6**, było wydanie przez Ministra Gospodarki rozporządzenia z 16 marca 1998 r. w sprawie **wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzenie tych kwalifikacji** [6]. Dokonana w 2000 r. nowelizacja tego rozporządzenia (Dz. U. z 2000 r. Nr 15, poz. 187) nie tylko, że poprawiła kilka nieprawidłowości, ale również usunęła **ust. 2 w § 6** [6] o treści: „**Na podstawie zakresu wymagań kwalifikacyjnych, określonego w ust. 1, kierownik jednostki organizacyjnej, przy której działa komisja, określa szczegółowy zakres wymagań dla osób egzaminowanych**”. Uściślono również wymagania kwalifikacyjne jakie powinien spełniać przewodniczący zespołu egzaminacyjnego (patrz: § 9 **ust. 1** w [6]) oraz uczyniono go odpowiedzialnym za właściwe przygotowanie i prawidłowy przebieg egzaminu (zdejmując ten obowiązek

1) Patrz Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984, Nr 129, poz. 1102 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424 i Nr 80, poz. 718.

z przewodniczącego komisji). Należy podkreślić, że na etapie powoływania komisji, osoba przewodniczącego zespołu egzaminacyjnego jest dla organu powołującego do pewnego stopnia osobą anonimową (patrz: § 8 we wszystkich trzech dokumentach [6, 9, 17]).

Ustawa z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne [16] nadała nowe brzmienie art. 54 w ust. 3 pkt 2, 3 i w ust. 6 oraz dodała nowy ust. 7. Pierwsze dwie zmiany mają charakter formalno-prawny, natomiast **dodanie ust. 7** sprowadza się do **uzupełnienia art. 54** o wytyczne do wydania przedmiotowego rozporządzenia o następującym brzmieniu:

„7. Minister właściwy do spraw gospodarki, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 6, określi w szczegółowości:

- 1) **rodzaje prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń i sieci, przy których eksploatacji jest wymagane posiadanie kwalifikacji,**
- 2) **zakres wymaganej wiedzy niezbędnej do uzyskania potwierdzenia posiadanych kwalifikacji, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji i urządzeń, o których mowa w pkt 1,**
- 3) **tryb przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego,**
- 4) **jednostki organizacyjne, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, i tryb ich powoływania,**
- 5) **wysokość opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji, o których mowa w pkt 2,**
- 6) **wzór świadectwa kwalifikacyjnego”.**

Łatwo stwierdzić, że zdecydowana większość punktów tego ustępu (druk wytłuszczony) to elementy tytułu (nota bene niezbyt udanego) oraz fragmenty niektórych tytułów paragrafów przytoczonego poprzednio rozporządzenia z 16 marca 1998 r. [6].

Tak sformułowana delegacja ustawowa (ust. 7 w [16]) stanowiła podstawę do opracowania najpierw projektu rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie **szczegółowych zasad stwierdzania posiadanych kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci** [7], a następnie 3 kolejnych projektów Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej o analogicznych tytułach [8]. W końcowym rezultacie ukazało się rozporządzenie z 28 kwietnia 2003 r., wchodzące w życie 21 czerwca 2003 r. [9], w którego tytule **pominięto** słowo „szczegółowych”.

Zasadniczą wadą tego aktu jest odstępianie od okresowego (5-letniego) sprawdzania kwalifikacji. Autora rozporządzenia (Departament Bezpieczeństwa Energetycznego MGPIPS) nie przekonaly do zmiany stanowiska w zasadzie identyczne postulaty i uwagi, zgłoszone do kolejnych projektów rozporządzenia, przez wszystkie duże przedsiębiorstwa energetyczne, organizacje i związki pracodawców, stowarzyszenia naukowo-techniczne oraz przez **6 ministerstw RP** [18]. Trudno przejść do porządku nad stwierdzeniem, „iż problem ważności świadectw kwalifikacyjnych jako **merytorycznie uzasadniony**, będzie rozważony przy opracowywaniu nowej ustawy Prawo energetyczne, nad

którą rozpoczęto prace”.²⁾ Nim to się jednak stanie, komisje kwalifikacyjne (aktualnie działa ich **ponad 600**), wypromują dziesiątki tysięcy fachowców z bezterminowo ważnymi dokumentami, zwalnającymi ich z obowiązku aktualizacji i pogłębiania wiedzy, umiejętności i kwalifikacji.³⁾

Taka sytuacja rodzi szereg wątpliwości z których sprawa zasad archiwizacji dokumentów z postępowań egzaminacyjnych, w przypadku „dozgonnie” ważnych świadectw, wbrew pozorom ma kapitalne znaczenie (przede wszystkim dla jednostek organizacyjnych, przy których działają komisje). Inna kwestia również ważna to odpowiedź na pytanie: co będzie **stymulowało osoby z uprawnieniami dozoru do uzupełniania na bieżąco wiedzy z zakresu znajomości aż 6 rodzajów przepisów**, wymienionych w § 6 pkt 2 (ppk-ty od a do f) obowiązującego wkrótce rozporządzenia [9].

Nie jest przekonującym uzasadnieniem wycofania zapisu o konieczności okresowego sprawdzania spełnienia wymagań kwalifikacyjnych brakiem upoważnienia ustawowego, ponieważ w innych miejscach rozporządzenia proponowane są uściślenia nie mające również upoważnień ustawowych, jak np. określenia wielkości mocy urządzeń, itd. Zapisy art. 54 ust. 6 u-PE zobowiązują bowiem do określenia w rozporządzeniu szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji, z dodatkowo zapisanym zaleceniem określenia w szczególności **6-ciu** enumeratywnie wymienionych tematów. Wydaje się, że dla autorów przepisów, podobnie fonetycznie brzmiące słowa – „szczególne” i „szczegółowe” – mają to same znaczenie (synonimy). Przez termin „w szczególności” należy chyba rozumieć zapisy konieczne, ale nie wyłączne – zwłaszcza wobec wymagania wcześniej zapisanego „szczegółowego określenia zasad”.

Utrzymanie okresowości poddawania się egzaminom jest w pełni uzasadnione m.in. potrzebą nadążania za bardzo szybkim rozwojem techniki i technologii oraz związanymi z nimi zmianami przepisów, norm oraz warunków technicznych, które nie omijają również sektora energetyki. Jest to szczególnie istotne wobec faktu **braku** w rozporządzeniu jakichkolwiek wymagań stawianych przed osobami poddającymi się postępowaniom egzaminacyjnym – w zakresie przygotowania zawodowego, koniecznego stażu pracy itd. Brak jest również podania warunków umożliwiających cofnięcie wydanego świadectwa (lub skierowania na ponowny egzaminu) w razie stwierdzenia, że eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci jest prowadzona niezgodnie z obowiązującymi przepisami. Ten fakt zezwala na stwierdzenie, że legislator nie widzi potrzeby

2) Staly fragment odpowiedzi MGPIPS do licznie zgłaszanych zastrzeżeń do rozporządzenia [9].

3) **Kwalifikacje** – rozumiane jako umiejętności nabyte przez doświadczenie i wykształcenie, dające przygotowanie potrzebne do wykonywania zawodu lub jakiejś pracy. **Umiejętności** – sprawność w posługiwaniu się właściwymi przedmiotami i regułami przy wykonywaniu odpowiednich zadań. **Wiedza** – zasób wiadomości z jakiejś dziedziny [10].

kontroli pracy wypromowanych dożywotnio absolwentów komisji kwalifikacyjnych. Zastanawiający jest natomiast fakt, że do członków komisji kwalifikacyjnych przejawia ograniczone zaufanie (art. 54 ust. 4 u-PE⁴⁾). Do czasu wejścia w życie nowego rozporządzenia [9] takie upoważnienia mieli: pracodawcy, inspektorzy pracy, Prezes URE lub inne organy właściwe w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią (patrz: § 13.2 w [6]).

Obowiązek okresowego potwierdzania kwalifikacji, według oceny prawników, w tym Komisji Prawniczej Rządowego Centrum Legislacji, może wynikać jedynie z przepisów ustawowych. Zgodnie bowiem z przepisami Konstytucji RP obowiązki można nakładać wyłącznie w drodze ustawy. Natomiast w rozporządzeniu wydanym na podstawie upoważnienia zawartego w ustawie, można jedynie uszczegółowić zagadnienia w zakresie norm prawnych zawartych w ustawie. Nie można natomiast regulować kwestii, w zakresie których brak jest przepisów materialnych w ustawie⁵⁾. Te stwierdzenia i analiza przytoczonych wcześniej zmian upoważniają do postawienia tezy, że pomiędzy zapisami u-PE a rozporządzenia [9] istnieje poważna luka, którą zapewne wykorzystają zainteresowani.

Należy się liczyć, że po 21 czerwca 2003 r. obecnie działające komisje kwalifikacyjne odnotują prawdziwy boom egzaminacyjny. Wiele bowiem osób (spośród ponad 1 000 000 posiadaczy świadectw kwalifikacyjnych) będzie chciało uregulować kwestię swoich kwalifikacji energetycznych **raz na zawsze**. A na pewno uczyni to ponad **6 800** członków aktualnie działających komisji kwalifikacyjnych [2, 3].

Zapewne przytoczone wyżej względy zdecydują, że zarówno Prezes URE jak i inni właściwi ministrowie i Szefowie Agencji (patrz: art. 54 ust. 3 u-PE [15]), korzystając z subdelegacji zamieszczonej w § 8 ust. 2 nowego rozporządzenia [9], odpowiednio ustalą kryteria, jakie powinny spełniać osoby powoływane przez nich do składów osobowych komisji kwalifikacyjnych. Należy domniemywać, że również członkowie zespołów egzaminacyjnych zarówno już działających jak i nowo powołanych komisji, świadomi spoczywającej na nich odpowiedzialności, że wydają „dożywotnie świadectwo kwalifikacyjne”, zadbają o należyty poziom postępowań egzaminacyjnych.

Komisje kwalifikacyjne

Od 15 sierpnia 1998 r. (data wejścia w życie rozporządzenia [6]) przed członkami komisji kwalifikacyjnych (minimum 7-osobowych) postawiono następujące wymagania:

- **Przewodniczący i zastępca przewodniczącego** – wykształcenie wyższe, odpowiadające specjalności osób egzaminowanych, i co najmniej pięcioletni staż

4) „Komisje kwalifikacyjne są powoływane na okres 5 lat przez: ...”

5) Stały fragment odpowiedzi MGPIPS do licznie zgłaszanych zastrzeżeń do rozporządzenia [9].

pracy przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych,

- **Członkowie** (co najmniej czterech) – wykształcenie techniczne, odpowiadające specjalności osób egzaminowanych. Zdziwienie budzi fakt, że przed osobami z wykształceniem średnim nie postawiono żadnych wymagań odnośnie stażu pracy (!!!).

Spośród członków komisji, jej przewodniczącą wyznaczał **minimum trzy osobowe zespoły egzaminacyjne**, których przewodniczący musieli spełniać kryteria kwalifikacyjne jak przewodniczący komisji i/lub jego zastępca. Za właściwe przygotowanie i prawidłowy przebieg egzaminu **odpowiedzialny był przewodniczący zespołu egzaminacyjnego**.

Rozporządzenie z 28 kwietnia 2003 r. nie precyzuje liczebności składu osobowego komisji (patrz: § 8 ust. 2 w [9]), wymieniając jedynie funkcje w komisji (jak dotychczas). Należy sądzić, że jest to subdelegacja dla organów powołujących, które same ustalą zarówno właściwą liczbę członków komisji jak i kryteria, jakie powinni oni spełniać (wykształcenie, staż pracy itd.).

Należy przypuszczać, że bezterminowość świadectw kwalifikacyjnych i wspomniana wyżej subdelegacja dla organów powołujących spowodują zaostrzenie kryteriów dotychczas stawianych przed kandydatami na członków komisji kwalifikacyjnych, wpływając tym samym na podwyższenie szeroko rozumianej jakości pracy komisji.

Uwzględniając powyższe uwarunkowania i w związku z regulacją zawartą w art. 4 ust. 1 ustawy z 24 lipca 2002 r. [16], można przyjąć, że pierwsze komisje kwalifikacyjne powołane przez Prezesa URE na podstawie rozporządzenia z 28 kwietnia 2003 r., rozpoczną działalność najwcześniej w IV kwartale br.

Egzamin kwalifikacyjny i jego zakres tematyczny

Spełnienie wymagań kwalifikacyjnych jest stwierdzane na podstawie egzaminu, który przeprowadzają komisje kwalifikacyjne na wniosek osoby zainteresowanej lub na wniosek pracodawcy zatrudniającego osobę prowadzącą eksploatację urządzeń, instalacji i sieci energetycznych.

Egzamin był (i pozostaje) ustny i powinien wykazać umiejętności kandydata w zakresie znajomości:

- osób na stanowiskach dozoru – wiedzy z zakresu 6 rodzajów przepisów (patrz: § 6 pkt 1, ppk-ty od „a” do „e” w [6]) oraz zasad:
 - postępowania w razie awarii, pożaru lub innego zagrożenia bezpieczeństwa ruchu urządzeń przyłączonych do sieci,
 - dysponowania mocą urządzeń przyłączonych do sieci,
 - wykonywania prac kontrolno-pomiarowych i montażowych,
- osób na stanowiskach eksploatacji:
 - budowy, działania oraz warunków technicznych obsługi urządzeń, instalacji i sieci energetycznych,

- eksploatacji oraz instrukcji eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych,
- ogólnych zasad racjonalnej gospodarki energetycznej,
- warunków wykonywania prac kontrolno-pomiarowych i montażowych,
- zasad i wymagań bezpieczeństwa pracy i bezpieczeństwa przeciwpożarowego oraz umiejętności udzielania pierwszej pomocy,
- instrukcji postępowania w razie awarii, pożaru lub innego zagrożenia bezpieczeństwa obsługi lub otoczenia.

Regulamin pracy komisji, zamieszczony w rozporządzeniach [6] i [9], można uznać za nie budzący zastrzeżeń.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki obligowało komisje kwalifikacyjne do ustalania szczegółowej tematyki egzaminu (patrz: § 9 ust. 3 w [6]). Podobne regulacje zawarte są w § 8 ust. 4 rozporządzenia MGPIPS [9].

Kandydaci, ich kwalifikacje i stanowiska pracy

Analiza tytułu zarządzenia [16], wydanego na podstawie ustawy o gospodarce energetycznej [13], pozwala stwierdzić, że dotyczyło ono **dotychczasowych** kwalifikacji. Podstawowe kwalifikacje ujęte były w taryfikatorach kwalifikacyjnych.

Na podstawie *Wniosku o sprawdzenie dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych* (Załącznik nr 2 do [17]), a nie tekstu zarządzenia, można sądzić, że od osób egzaminowanych wymagane było posiadanie minimum wykształcenia zawodowego (patrz: pkt 1 ppkt 3 i pkt 4 *Wniosku* ...).

W rozporządzeniach [6, 9] brak jest jakichkolwiek wymagań w zakresie przygotowania zawodowego i koniecznego stażu pracy w stosunku do osób ubiegających się o uzyskanie świadectwa kwalifikacyjnego. Szczególnie niepokojącym jest fakt braku takich wymagań dla osób ubiegających się o świadectwa uprawniające do pełnienia funkcji dozоровych nad eksploatacją („D”). Teoretycznie rzecz biorąc, przy obecnych i przyszłych regulacjach, do egzaminu ustnego może przystąpić dowolna osoba (bez wykształcenia, stażu pracy przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych, itd.).

Dokumenty uprawniające

Od 1989 r. na podstawie zadawalającego wyniku egzaminu komisja egzaminacyjna wydawała **zaświadczenie kwalifikacyjne** w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych, według wzoru stanowiącego załącznik nr 3 do zarządzenia (patrz: § 11 ust. 1 w [16]). Zgodnie z § 2 ust. 2 tego zarządzenia wystawiano dokumenty w trzech kategoriach: **K** – kierownictwa, **D** – dozoru i **E** – eksploatacji z terminem ważności **do dnia** Ponieważ w §10 ust. 1 była mowa o tym, że:

„sprawdzenie spełnienia dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych na podstawie egzaminu, podlega powtórzeniu okresowo co 5 lat” – komisje wystawiały z reguły zaświadczenia z 5-letnim terminem ważności.

Dokumenty te upoważniały do zajmowania się eksploatacją urządzeń i instalacji energetycznych wymienionych w dwóch grupach:

- a) przetwarzających, przesyłających i zużywających energię elektryczną,
- b) przetwarzających, przesyłających i zużywających paliwa i energię, w których były wyspecyfikowane w 15 (grupa „a”) i 19 (grupa „b”) punktach po szczególne urządzenia i instalacje (patrz: Załącznik nr 1 w [17]).

Należy podkreślić, że dla wszystkich rodzajów urządzeń i instalacji nie istniały jakiegokolwiek ograniczenia parametrów. Praktyka wykazała jednak, że komisje wystawiały zaświadczenia wpisując ograniczenia od góry dopuszczalnych wartości parametrów urządzeń i instalacji (*i stuszenie* – podkreślenie M. K.).

Już pierwotny tekst u-PE wprowadził pewne nieścisłości i nieporozumienia, które zawarte były w art. 70, a które zmienione zostały przez ustawę z 10 września 1999 r. o *zmianie ustawy – Prawo energetyczne* (Dz. U. Nr 88, poz. 980⁶⁾). Wydanie przepisów wykonawczych do art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, tj. rozporządzenia z 16 marca 1998 r. [6] spowodowało, że poprzednie przepisy przestały obowiązywać z **4 czerwca 1998 r.** (stosownie do art. 70 ust. 1 – tekstu pierwotnego u-PE) i tylko do tego terminu komisje, powołane na podstawie ustawy z 6 kwietnia 1984 r. o *gospodarce energetycznej* [12, 13, 14], mogły wydawać **zaświadczenia kwalifikacyjne**. Zgodnie z zapisami u-PE, zarówno **zaświadczenia kwalifikacyjne**, jak i **świadectwa kwalifikacyjne** zachowują moc tylko przez okres w nich oznaczony. Taki zapis sugeruje, że prawodawca założył okresową weryfikację kwalifikacji posiadaczy obu rodzajów dokumentów [2, 3].

Termin wejścia w życie rozporządzenia z 16 marca 1998 r. [6] i obowiązujące wówczas zapisy ustawowe (art. 70 ust. 2 w tekście pierwotnym [15]) spowodowały, że aż do 5 czerwca 2003 r. obowiązywały w kraju **2 (+1) rodzaje, nie w pełni kompatybilnych dokumentów** (zaświadczenia i świadectwa [3, 4]). Należy zaznaczyć, że nowe regulacje prawne nie przywróciły kategorii świadectw „K” – kierownictwo, ale również ich nie unieważniły (+1).

Brak kompatybilności był spowodowany **znaczącymi różnicami w określeniach rodzajów urządzeń, instalacji i sieci energetycznych**, przy których eksploatacji wymagane było posiadanie dodatkowych kwalifikacji (porównaj Załączniki Nr 1 do [17] oraz [6]). Zarówno zaświadczenia jak i świadectwa były lub są

6) Art. 70 ust. 2 – Świadectwa kwalifikacyjne wydane na podstawie przepisów dotychczasowych zachowują moc przez okres ich ważności, nie dłużej jednak jak do 31 grudnia 1999 r.

dokumentami o określonym terminie ważności (5 lat), co obligowało ich posiadaczy do okresowego poddawania się postępowaniom egzaminacyjnym. Tym samym stymulowało odnawianie i/lub poszerzanie zakresu wiedzy ich posiadaczy, co miało niebagatelny wpływ na jakość świadczonych przez nich pracy jak i na bezpieczeństwo zdrowia i życia, zarówno osobistego jak i otoczenia.

W „obiegu” znajdowały się i chyba znajdują również Zaświadczenia i Świadectwa kwalifikacyjne wydane przez Komisje kwalifikacyjne (powołane na mocy [14, 17]), które działały nieprawomocnie w okresie tzw. *ciszy legislacyjnej* (od czerwca do 15 października 1998 r.), mimo że z 5 czerwca 1998 r. powinny zaprzestać swojej działalności [12, 13]. Nie mała była i jest liczba nielegalnie „wydawanych” dokumentów, czego dowodzą wyniki kontroli i liczba spraw kierowanych w ich wyniku do organów ścigania.

Wspomniane poprzednio różnice nie wyczerpują całości zmian (w porównaniu z [17]) wprowadzonych w Załączniku Nr 1 [9]. W wyszczególnionych w Świadectwach kwalifikacyjnych rodzajach urządzeń, instalacji i sieci energetycznych wprowadzono minimalne wartości parametrów. To racjonalne rozwiązanie nie było poparte jednak dopuszczeniem możliwości ograniczenia maksymalnych wartości odpowiednich parametrów, co w dalszym ciągu było praktykowane przez wystawców świadectw. Taka sytuacja powodowała liczne kontrowersje między wystawcami świadectw (komisje), ich posiadaczami a organami kontrolnymi, niepotrzebnie angażując URE jako arbitra w toczących się sporach.

Wydaje się, że zgłaszana swego czasu przez SEP pod adresem Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki (obecnie Departament Bezpieczeństwa Energetycznego MGPIPS) inicjatywa wprowadzenia 2 wzorów świadectw typu „E” (eksploatacja) – z ograniczeniami i bez ograniczeń, jest warta realizacji i szkoda, że nie została uwzględniona w nowych regulacjach. Takie rozwiązanie odpowiadałoby praktyce i zaspokoiłoby rzeczywiste zapotrzebowanie na tego typu dokumenty.

Rozporządzenie z 28 kwietnia br. [9] wprowadza nową jakościowo sytuację nie tylko przez wprowadzenie świadectw bezterminowych, ale również podwyższając (urealnijając) minimalne wartości parametrów niektórych urządzeń, instalacji i sieci. W dalszym ciągu nie przewidziano jednak żadnej możliwości ingerencji (tj. ograniczenia parametrów „od góry”) w treść zapisów poszczególnych punktów (tym razem po 10 w każdej z trzech grup urządzeń, instalacji i sieci – Załącznik nr 1 w [9]).

Natychmiastowej interwencji autorów rozporządzenia wymaga:

- zapewnienie spójności zapisów w § 4 pkt 1 z zapisem w Załączniku nr 1 Grupa 1 pkt 4; obecnie w zakresie mocy zespołów prądowców powstała „luka” w przedziale mocy od 20 do 50 kW;
- w Załączniku nr 1 Grupa 3 pkt 3 i 4 należy sprostować błędnie podane wartości ciśnienia dla gazowych:

- sieci przesyłowych o ciśnieniu **wyższym niż 0,5 Mpa** (gazociągi i punkty redukcyjne, stacje gazowe),
- sieci rozdzielczych o ciśnieniu **nie wyższym niż 0,5 Mpa**.

Uprawnienia posiadaczy dokumentów

Zapisy Zarządzenia Ministra Przemysłu (patrz: § 11 ust. 2 w [17]) jednoznacznie stwierdzały, że „Zaświadczenie kwalifikacyjne zachowuje ważność w zakresie określonym w zaświadczeniu również w razie zmiany miejsca zatrudnienia osoby zainteresowanej”.

Podobne stwierdzenie zawierało rozporządzenie Ministra Gospodarki (§ 12 ust. 2 w [6]): „Zmiana miejsca zatrudnienia nie powoduje utraty ważności świadectwa kwalifikacyjnego ...”.

Natomiast w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. [9], ten problem jest całkowicie pominięty jako że: „Rozporządzenie określa wymagania kwalifikacyjne osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci. Są to w istocie **wymagania dodatkowe** związane bezpośrednio z pracami na danym stanowisku pracy, w związku z czym konieczne jest przejście ponownego egzaminu w przypadku zmiany zakresu pracy osoby posiadającej kwalifikację. Zgodnie z tymi przepisami **wykaz stanowisk pracy** osób spełniających wymagania kwalifikacyjne dla określonych rodzajów prac opracowuje pracodawca. Zatem nie ma tu mowy o kwalifikacjach w rozumieniu ustawy z 10 maja 2002 r. (Dz. U. Nr 71, poz. 655), wdrażającej dyrektywę Nr 99/42/EC ustanawiającą procedurę uznawania kwalifikacji w zakresie działalności zawodowych ..., w odniesieniu do zawodów regulowanych w RP” (oryginalny tekst z Uzasadnienia do [8]).

Analiza porównawcza zapisów rozporządzenia MG [6] i MGPIPS [9] wskazuje, że przestrzeganie zapisów [9] spowoduje fakt, iż tylko wnioskodawcy o powołanie komisji kwalifikacyjnych będą musieli sporządzać ww. wykazy. Poprzednio było to obligatoryjnie wymagane poprzez zapis § 5 ust. 3 w [6].

Należy sądzić, że nowe regulacje są ściśle związane i zharmonizowane z całością polityki socjalnej realizowanej przez autora najnowszej wersji rozporządzenia [9].

Podsumowanie

Trzeba sobie zdawać sprawę, że ujęcie w ramy prawne problematyki ustawicznego kształcenia i doskonalenia zawodowego osób zatrudnionych w sektorze szeroko rozumianej energetyki (energetyka zawodowa, przemysłowa i komunalna) i dziedzinach infrastrukturalnych wykorzystujących wszystkie trzy energetyczne media przewodowe, tj. w przesyłach, magazynowaniu, dystrybucji, obrocie, usługach, itd., nie jest sprawą prostą i łatwą. Dobitnie świadczą o tym przykłady innych specjalności zawodowych [11].

Na koniec chciałem przytoczyć pewne stwierdzenia i dywagacje dotyczące podsektora elektroenergetycz-

nego zawarte w [1], a osąd co do ich aktualności w odniesieniu do pozostałych podsektorów (ciepłownictwo, gazownictwo) pozostawiam ocenie czytelnika.

„... nie mniej groźna jest doktryna nakazująca wykreślić z projektów aktów prawnych wszystkie zapisy, których nie rozumie prawnik odpowiedzialny za ich redakcję” oraz spostrzeżenie, które Autor „pozostawia jako osobistą refleksję, bez dowodu. Otóż suma doświadczeń, jakie przez cztery lata funkcjonowania nowoczesnej regulacji w Polsce zostały zgromadzone przez Prezesa URE, dla żadnego z potencjalnych autorów nowelizacji ustawy (działacze i organizacje gospodarcze, naczelna administracja, koła parlamentarne) nie jest przedmiotem zainteresowania. Gorzej, próby artykułowania konkretnych propozycji zmian trafiają w próżnię...”.

Zachowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju zapewnią m.in. poprawna praca systemu energetycznego i współpracująca z nim infrastruktura, co można porównać do żywego organizmu, na którym przeprowadzanie eksperymentów obciążone jest dużym stopniem ryzyka, a niedopuszczalną rzeczą w tym zakresie jest zarówno lobbing zainteresowanych środowisk jak i „indywidualizm” legislatora [1]. Ludzie to wytrzymają – a system (energetyczny oczywiście)?

Kto wie, czy postępowanie związane z opracowaniem rozporządzenia dotyczącego dodatkowych kwalifikacji wymaganych przy prowadzeniu eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych [7, 8, 9] nie jest dowodem na konstatacje zawarte w [1]. Trudno bowiem sobie wyobrazić, że jedyną korzyścią z wprowadzonych zmian byłoby skrócenie tytułu rozporządzenia. Gwoli prawdy w celu poprawy jego funkcjonalności, tytuł powinien być uzupełniony o słowo „energetycznych”, bowiem nawet **tylko** w [5] można znaleźć aż **11 rodzajów** urządzeń, instalacji i sieci.



Autor jest pracownikiem
Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE

Literatura:

- Kowalak T.: *Zanim będzie za późno*, Biuletyn URE Nr 1 (27) z 2 stycznia 2003 r.
- Krawczyński M.: *Komisje kwalifikacyjne*, Biuletyn URE Nr 4 (18) z 2 lipca 2001 r.
- Krawczyński M.: *Co utrudnia działalność komisjom kwalifikacyjnym?*, Biuletyn URE Nr 4 (24) z 1 lipca 2002 r.
- Krawczyński M.: *O niektórych aspektach działalności komisji ds. stwierdzania kwalifikacji wymaganych przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych*. Materiały sympozjum „Budowa i eksploatacja sieci gazowej w świetle obowiązujących przepisów”. Centrum Szkolenia Gazownictwa, Warszawa, marzec 2003 r.
- Poradnik Gazownika – jednostki, oznaczenia, słownik*, Wydawnictwo Centrum Szkolenia Gazownictwa, Warszawa 2003 r.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 16 marca 1998 r. w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, sieci i instalacji oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokość opłat pobieranych za sprawdzanie kwalifikacji (Dz. U. Nr 59, poz. 377 i z 2000 r. Nr 15, poz. 187).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia ... w sprawie **szczegółowych** zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci. Projekt z 2.10.2002 r.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia ... w sprawie **szczegółowych** zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci. Projekty: z 20.01.2003 r., z 27.02.2003 r., z 17.03.2003 r. – po RCL.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 28 kwietnia 2003 r. w sprawie **zasad** stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828).
- Słownik Języka Polskiego, PWN, Warszawa 1998 r.
- Schreyer K.: *Szlachetne zasady i buble prawne*, Puls Nr 5 (97), maj 2003 r.
- Taradejna R.: *Dłuższy żywot świadectw kwalifikacyjnych*, Biuletyn URE Nr 1 (9) z 3 stycznia 2000 r.
- Taradejna R.: *Świadectwa kwalifikacyjne*, Biuletyn URE Nr 3 (11) z 2 maja 2000 r.
- Ustawa z 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. z 1987 r. Nr 21 poz. 96, Nr 33, poz. 180 i z 1988 r., Nr 19, poz. 132).
- Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042 ze zm.).
- Ustawa z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).
- Zarządzenie Ministra Przemysłu z 15 marca 1989 r. w sprawie **dodatkowych** wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń i instalacji energetycznych (M. P. z dnia 29 marca 1989 r., Nr 8, poz. 75 ze zm.).
- Zestawienie uwag zgłoszonych przez sektor i organizacje do projektu Rozporządzenia MG w sprawie **szczegółowych** zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (MG – Departament Energetyki – 10 styczeń 2003 r. – liczba uwag – ponad 150).

REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH

Jadwiga Bodych-Wasilewska, Paweł Bogusławski, Witold Cherubin

Wprowadzenie

Inspiracją do podjęcia tematu regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych, a w szczególności firm zagranicznych podejmujących w Polsce działalność inwestycyjną w zakresie zaopatrzenia w ciepło, są pojawiające się niekiedy publikacje, których autorzy uważają, że zagraniczni inwestorzy „nie mają swobody kształtowania kosztów w wyniku nakazu takiego ich kalkulowania, aby taryfy uwzględniały poprawę efektywności prowadzonej działalności, a nadzór urzędniczy rozstrzyga o zasadności poniesionych kosztów wg swobodnej interpretacji”. Krytykowane są obowiązujące w Polsce przepisy, w których „nie jest akceptowana marża, która pozwalałaby inwestorom zarabiać”. Kwestionowana jest też działalność Prezesa URE, która jest przedstawiana jako „Administracyjna weryfikacja kosztów działalności przedsiębiorstwa ciepłowniczego poprzez ustalanie wartości współczynników korekcyjnych i okresu ich obowiązywania, bez podania zasad ich ustalania, jest kontrowersyjna i odbiera przedsiębiorstwu inicjatywę strategicznego rozwoju.”. Prezentowane są nawet poglądy, że działalność Prezesa URE jest prowadzona w sposób pozbawiający przedsiębiorstwa ciepłownicze możliwości rozwoju i prowadzi do dekapitalizacji urządzeń w źródłach ciepła i sieciach ciepłowniczych.

Efektom rozpowszechniania takich poglądów były oświadczenia i zapytania członków Parlamentu dotyczące sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych, a nawet wystąpienie międzynarodowej organizacji, dotyczące rzekomego ograniczania w Polsce swobody działania przedsiębiorstw typu „ESCO”.¹⁾

Uważamy, że przedstawione wyżej opinie pochodzą od tych przedsiębiorstw, które mają trudności w uzasadnieniu proponowanego przez siebie poziomu cen i stawek opłat, lub którym Prezes URE odmówił zatwierdzenia taryfy dla ciepła, a także od inwestorów z krajów, w których działalność regulacyjna była dotychczas nieznaną, a organy regulacyjne są dopiero powoływane – zgodnie z zaleceniami Unii Europejskiej.

Podstawową kwestią, którą inwestorzy powinni brać pod uwagę jeszcze przed rozpoczęciem swojej działal-

ności, są uwarunkowania, jakie określa polskie prawo. Przepisy polskiego prawa trzeba respektować, jeżeli chce się prowadzić działalność na terytorium Polski. Trzeba także mieć świadomość, że władzą ustawodawczą w Polsce jest sejm RP, który ustanowił ustawę z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), zwaną dalej *ustawą*, a Minister właściwy do spraw gospodarki wydał do niej przepisy wykonawcze. Zgodnie z tą ustawą Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej powołanym w celu realizacji zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, które to zadania wykonywane są przy pomocy URE. Prezes URE nie stanowi prawa w Polsce i nie ma kompetencji dokonywania jego zmian.

Niektórzy inwestorzy próbują przenosić swoje doświadczenia z krajów Europy Zachodniej do Polski, nie biorąc pod uwagę obowiązujących w Polsce przepisów, a także istotnych różnic w poziomie rozwoju gospodarczego i wynikającym z tego poziomie życia polskiego społeczeństwa oraz wytrzymałości budżetów domowych polskich rodzin. W krajach Europy Zachodniej udział wydatków na energię w budżetach domowych średnio nie przekracza 4%, a w Polsce średnio przekracza 10% (w rodzinach o najniższych dochodach przekracza nawet 30%). Tak więc poziom cen ciepła akceptowany przez odbiorców w krajach Europy Zachodniej przekracza możliwości płatnicze odbiorców w Polsce, co inwestorzy zagraniczni powinni uwzględnić podejmując działalność w naszym kraju.

Omawiane opinie nie reprezentują całej branży zaopatrzenia w ciepło i wszystkich zagranicznych inwestorów działających w polskim sektorze ciepłownictwa. Jak wykazują kilkuletnie doświadczenia Prezesa URE z działalności regulacyjnej i badań porównawczych, w branży ciepłowniczej istnieje ogromna rozpiętość cen i stawek opłat w taryfach przedsiębiorstw ciepłowniczych o podobnym zakresie działania i technologii wytwarzania ciepła. Wynika to stąd, że poziom jednostkowych kosztów wytworzenia jednostki ciepła i jego przesyłu do odbiorców, w podobnych przedsiębiorstwach ciepłowniczych (również z udziałem kapitału zagranicznego), jest bardzo zróżnicowany. Regulacja funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych wymaga więc ze strony Prezesa URE konsekwentnego działania w kierunku ograniczenia zbyt wysokich kosztów i „równania” do przedsiębiorstw najlepszych, które

1) W dalszej części artykułu wyjaśniamy nieporozumienia związane z używaniem tego skrótu w odniesieniu do różnego rodzaju przedsiębiorstw (prowadzących działalność gospodarczą o różnym charakterze).

swoje wyniki ekonomiczne uzyskują poprzez obniżkę jednostkowych kosztów produkcji ciepła i świadczonych usług przesyłowych, a nie w drodze podnoszenia cen i stawek opłat.

W warunkach gospodarki rynkowej czynnikiem wymuszającym obniżkę kosztów produkcji i usług jest konkurencja. Natomiast w przypadku naturalnego monopolu, jakim jest dostarczanie ciepła za pośrednictwem sieci ciepłowniczych, siły rynkowe zastąpione są działaniami niezależnego regulatora, prowadzonymi w oparciu o obowiązujące przepisy. Prezes URE nie może tolerować braku działań przedsiębiorstw ciepłowniczych, przynoszących obniżkę kosztów, lub prób obciążania odbiorców kosztami kapitałochłonnych inwestycji, które nie tylko nie przynoszą obniżki jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła i dostarczania go do instalacji odbiorczych, ale powodują wzrost opłat i uzasadnione protesty ze strony użytkowników ciepła. Wzrost opłat za ciepło był przedmiotem wielokrotnych skarg odbiorców ciepła (m.in. do Rzecznika Praw Obywatelskich), którzy dotkliwie odczuwają skutki wzrostu cen paliw i energii, wyeliminowania dotacji i wprowadzania zasad gospodarki rynkowej w sektorze energetycznym. Skargi te były niekiedy kierowane pod adresem Prezesa URE, ponieważ odbiorcy, mając wieloletnie doświadczenia związane z ustalaniem taryf dla ciepła przez Ministra Finansów, sądzili, że obecnie są one ustalane przez Prezesa URE. Tymczasem, zgodnie z obowiązującymi przepisami, taryfy dla ciepła są ustalane samodzielnie przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, a następnie przedkładane Prezesowi URE do zatwierdzenia. Zdarza się, że odbiorcy ciepła wprowadzani są w tym zakresie w błąd przez same przedsiębiorstwa ciepłownicze, które „zrzucają” całą odpowiedzialność za taryfę dla ciepła na Prezesa URE. Przykładem tego są następujące sformułowania użyte przez przedstawicieli przedsiębiorstw w wypowiedziach prasowych: „Zwróciliśmy się do Urzędu Regulacji Energetyki o **ustalenie** nowej taryfy opłat za dostarczane ciepło ...”, „Opłaty, które ... (nazwa przedsiębiorstwa) ... pobiera za dostarczanie energii cieplnej są **ustalone** przez Urząd Regulacji Energetyki.”. Tego typu wypowiedzi przyczyniają się do rozpowszechniania przez media informacji i opinii nie odpowiadających stanowi faktycznemu.

Niniejszy artykuł ma na celu przedstawienie istoty procesu regulacji cen i stawek opłat, ustalanych w taryfie dla ciepła, w świetle przepisów ustawy oraz obowiązujących przepisów wykonawczych. Należy przy tym wskazać, że z dniem 1 stycznia 2003 r. została dokonana kompleksowa nowelizacja ustawy, w związku z koniecznością dostosowania polskich przepisów do ustawodawstwa obowiązującego w Unii Europejskiej. Mamy nadzieję, że artykuł nasz pomoże we właściwym zrozumieniu prowadzonej przez Prezesa URE regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych, zmierzającej do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw

energetycznych i odbiorców (równoważenia ich interesów).

Inwestorzy zewnętrzni w restrukturyzacji polskiego ciepłownictwa

W wyniku zachodzących od 1990 r. przekształceń gospodarczych nastąpiła komunalizacja (przejęcie majątku) przedsiębiorstw ciepłowniczych w większości gmin oraz postępuje proces ich prywatyzacji, w którym uczestniczą inwestorzy krajowi i zagraniczni. W ciągu ostatnich kilku lat obserwuje się wzrost zainteresowania gmin sprzedażą udziałów (akcji) przedsiębiorstw ciepłowniczych tzw. inwestorom strategicznym, przy czym charakterystyczne jest, że wśród inwestorów zagranicznych znaczny udział mają przedsiębiorstwa państwowe i komunalne, a inwestorami krajowymi są firmy prywatne lub już sprywatyzowane przedsiębiorstwa ciepłownicze.

Obecnie w Polsce wiele różnych firm zagranicznych jest zainteresowanych prowadzeniem działalności gospodarczej w sektorze ciepłownictwa i tworzy przedsiębiorstwa z siedzibą w Polsce, których nazwy niekiedy zawierają skrót „ESCO”, lub są określane jako firmy „ESCO”. W związku z tym uważamy za konieczne wyjaśnienie, że skrót „ESCO” może oznaczać *Energy Saving COmpany* (przedsiębiorstwo oszczędzające energię) lub *Energy Service COmpany* (przedsiębiorstwo obsługi energetycznej). Istnieją też w Polsce firmy z kapitałem zagranicznym, będące akcjonariuszami sprywatyzowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, których nazwa zawiera skrót „ESCO”, mimo że nie są to ani przedsiębiorstwa oszczędzające energię, ani przedsiębiorstwa obsługi energetycznej.

Część prywatnych inwestorów (krajowych i zagranicznych) zawiera z właścicielem obiektu umowę na opracowanie projektu i realizację inwestycji modernizacyjnych, wraz ze zorganizowaniem finansowania inwestycji, przy czym różna jest forma tych umów i wynikający z tego charakter działalności gospodarczej, prowadzonej przez danego inwestora.

Przedsiębiorstwa oszczędzające energię (Energy Saving COmpany) zawierają umowy na opracowanie i realizację inwestycji modernizacyjnych w danym obiekcie (budynku, osiedlu, ciepłowni, sieci ciepłowniczej itp.), wraz z określeniem sposobu finansowania tych inwestycji. Efektem inwestycji modernizacyjnych jest zmniejszenie zużycia energii, a gwarantowany poziom tych oszczędności jest zazwyczaj określany w umowie. Uzyskana dzięki temu obniżka kosztów – przy utrzymaniu poziomu cen i stawek opłat na dotychczasowym poziomie (lub przy uwzględnieniu wzrostu inflacyjnego) – pozwala na zwrot zainwestowanego kapitału wraz z należnym zyskiem w czasie określonym w umowie. Niektóre z omawianych firm prowadzą też eksploatację zmodernizowanych obiektów (instalacji) przez określony w umowie okres zwrotu zainwestowanego kapitału. Po tym okresie zmodernizowany obiekt jest przekazywany właścicielowi do dalszej eksploatacji.

Efekty modernizacji poszczególnych elementów systemów zaopatrzenia w ciepło są zróżnicowane w zależności od zakresu realizowanych inwestycji. Inwestycje w źródłach ciepła mogą dotyczyć modernizacji istniejących urządzeń, wykorzystania ciepła odpadowego, wprowadzenia automatycznej regulacji itp., jak też wymiany urządzeń, zmian w technologii wytwarzania ciepła, zmiany rodzaju paliwa itd. Efekt ekonomiczny modernizacji źródeł ciepła może być bardzo różny, ponieważ zrealizowane inwestycje mogą przynieść obniżkę jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła (zazwyczaj o kilkanaście procent w przypadku modernizacji istniejących instalacji) lub ich wzrost (nawet ponad dwukrotny w przypadku wymiany kotłów węglowych np. na olejowe).

Efekty modernizacji sieci ciepłowniczych zależą głównie od zakresu wymiany starych rurociągów na nowoczesne rury preizolowane i sprowadzają się w zasadzie do zmniejszenia o kilka procent strat ciepła i ograniczenia ubytków nośnika ciepła podczas przesyłania oraz obniżenia kosztów konserwacji sieci. Potrzeba wymiany starych sieci wynika ze względów technicznych (niezawodność dostaw), a uzyskane oszczędności nie rekompensują wysokich kosztów wynikających z tych inwestycji, co w efekcie przeważnie powoduje wzrost jednostkowych kosztów przesyłania ciepła.

Również efekty modernizacji węzłów cieplnych i instalacji odbiorczych oraz budynków zależą od zakresu realizowanych inwestycji. Efektem modernizacji tych elementów systemu ciepłowniczego, połączonej z tzw. „termo-modernizacją” budynków, może być zmniejszenie poboru ciepła na cele grzewczo-wentylacyjne nawet powyżej sześćdziesięciu procent.

Trzeba podkreślić, że najlepsze efekty ekonomiczne uzyskiwane są w przypadku kompleksowej modernizacji całego systemu zaopatrzenia w ciepło (źródeł ciepła, sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych oraz instalacji odbiorczych wraz z „termo-modernizacją” budynków). Wskazuje to na potrzebę koordynacji inwestycji modernizacyjnych, realizowanych w różnych elementach systemów zaopatrzenia w ciepło. Niebagatelne znaczenie ma też ograniczenie emisji zanieczyszczeń, wynikające ze zmniejszonego zużycia paliw i energii. Natomiast inwestycje realizowane tylko w źródłach ciepła i sieciach ciepłowniczych nie przynoszą tak znacznych efektów oszczędnościowych, jakie możliwe byłyby przy kompleksowej modernizacji całego systemu zaopatrzenia w ciepło.

Przedsiębiorstwa obsługi energetycznej (Energy Service Company) prowadzą działalność gospodarczą, która polega na świadczeniu usług zleconych przez właściciela obiektu (instalacji). Firmy te również mogą opracowywać i realizować inwestycje modernizacyjne, przy czym polegają one przeważnie na wymianie istniejących urządzeń lub instalacji na bardziej nowoczesne. Tego rodzaju inwestycje zazwyczaj powodują wzrost jednostkowych kosztów produkcji i usług. Działalność tych przedsiębiorstw dotyczy źródeł ciepła, sieci

ciepłowniczych, węzłów cieplnych oraz instalacji odbiorczych. Istnieją też przedsiębiorstwa obsługi energetycznej prowadzące indywidualne rozliczenia z użytkownikami lokali (wiąże się to przeważnie z zainstalowaniem podzielników kosztów).

Zarówno działalność przedsiębiorstw oszczędzających energię, jak i przedsiębiorstw obsługi energetycznej może być prowadzona w oparciu o umowy cywilnoprawne zawarte z właścicielami obiektów, urządzeń i instalacji energetycznych. Przedsiębiorstwa, których działalność gospodarcza polega wyłącznie na świadczeniu usług na rzecz właścicieli obiektów, urządzeń lub instalacji cieplnych, nie podlegają przepisom ustawy, gdyż przedsiębiorstwa te nie zawierają umów sprzedaży ciepła lub umów o świadczenie usług przesyłowych z odbiorcami ciepła. Natomiast przepisom ustawy podlegają wszystkie te przedsiębiorstwa, które na podstawie umów zawartych z właścicielami obiektów, urządzeń lub instalacji cieplnych, prowadzą działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło i zawierają z odbiorcami umowy sprzedaży ciepła lub umowy o świadczenie usług przesyłowych. Ustawa stanowi bowiem, że przedsiębiorstwem energetycznym jest podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami albo energią (art. 3 pkt 12).

Na tym tle trzeba wskazać, że istnieją przedsiębiorstwa, które rozpoczynając swoją działalność wystąpiły do Prezesa URE o udzielenie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, ale później wystąpiły o cofnięcie tych koncesji, gdyż prowadzona przez nie działalność gospodarcza ma charakter usługowy (np. modernizacja i eksploatacja systemów zaopatrzenia w ciepło w szpitalach, szkołach, jednostkach wojskowych itp.) i nie jest związana ze sprzedażą ciepła lub świadczeniem usług przesyłowych.

Podstawy prowadzonej przez Prezesa URE działalności regulacyjnej

Ustawa określiła kompetencje i obowiązki Prezesa URE, jako centralnego organu administracji rządowej, realizującego zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji (art. 21 ust. 1 i 2). Stosownie do art. 23 ust. 1, Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do minimalizacji kosztów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Określony w art. 23 ust. 2 zakres kompetencji i obowiązków Prezesa URE obejmuje między innymi:

- 1) udzielanie, odmowę udzielenia, zmiany i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 45 i 46, w tym:

- a) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
- b) ustalanie wielkości i okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej.

Zgodnie z art. 3 pkt 17 „taryfa” oznacza „zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą”.

Zagadnienie zatwierdzania taryf reguluje art. 47 ustawy, który w ust. 1 stanowi, że „Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE.”, a w ust. 2 – że „Prezes URE (...) zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44, 45 i 46”.

Podstawowe regulacje prawne dotyczące taryf są zawarte w art. 45 ustawy. Zgodnie z art. 45 ust. 1 taryfy powinny zapewniać z jednej strony „pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami i energią, kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska” a z drugiej strony – „ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen”.

Ochrona interesów odbiorców i minimalizacja kosztów jest jednym z podstawowych celów ustawy i działań regulacyjnych, a od 1 stycznia 2003 r. obowiązuje następująca definicja kosztów uzasadnionych, określona w art. 3 pkt 21 ustawy: „koszty uzasadnione – koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych”²⁾.

Jednocześnie przepisy art. 44 ustawy określają podstawowe zasady prowadzenia ewidencji księgowej przez przedsiębiorstwa energetyczne:

„1. Przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane do prowadzenia, w ramach zakładowych planów kont, ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów dla wykonywanej działalności:

- 1) związanej z dostarczaniem paliw lub energii, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji, obrotu, magazynowania, dla każdego rodzaju paliw lub energii, a także dla określonych grup odbiorców określonych w taryfie,
 - 2) niezwiązanej z działalnością, o której mowa w pkt 1.
2. Przedsiębiorstwa energetyczne, które nie są obowiązane na podstawie odrębnych przepisów do publikowania sprawozdań finansowych, udostępniają sprawozdania finansowe do publicznego wglądu w swojej siedzibie.”.

Ponadto na podstawie art. 46 ustawy Minister Gospodarki określił szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem. W odniesieniu do ciepła obowiązuje rozporządzenie Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2000 r. Nr 96, poz. 1053), zwane dalej rozporządzeniem taryfowym. Rozporządzenie to określa w § 2 pkt 26 „uzasadnione koszty” jako „koszty określone przez przedsiębiorstwo energetyczne na podstawie ustawy i rozporządzenia przy zachowaniu należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów, niezbędne do wykonania zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, umowy sprzedaży ciepła lub umowy o świadczenie usług przesyłowych”.

Stosownie do postanowień § 11 rozporządzenia taryfowego uzasadnione koszty, na podstawie których obliczane są jednostkowe koszty oraz ustalane ceny i stawki opłat dla pierwszego roku stosowania taryfy, przedsiębiorstwo energetyczne określa na podstawie:

- „1) planowanych rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, w tym kosztów finansowych związanych z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań,
- 2) planowanych rocznych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska i związanych z tym kosztów finansowych”.

Koszty wynikające z inwestycji modernizacyjnych, rozwojowych i z zakresu ochrony środowiska przedsiębiorstwo energetyczne ustala jako roczne koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji, przekazywanych do eksploatacji po zakończeniu tych inwestycji – na podstawie obowiązującego dla przedsiębiorstwa planu inwestycji (w przypadku wytwarzania

2) Przepis ten został wprowadzony ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

ciepła – planu inwestycji rozwojowych, modernizacyjnych i związanych z ochroną środowiska dla źródeł ciepła, w przypadku przesyłania i dystrybucji ciepła – planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło) oraz określonego w tym planie sposobu finansowania i harmonogramu realizacji poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych (§ 15 rozporządzenia taryfowego). Zgodnie z § 25 ust. 2 rozporządzenia taryfowego przy ustalaniu wysokości cen i stawek opłat (określonych w taryfie) dopuszcza się uwzględnienie zysku, którego wysokość wynika z analizy nakładów na przedsięwzięcia inwestycyjne ujęte w obowiązujących dla przedsiębiorstwa planach, przy zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

Doświadczenia Prezesa URE z działalności regulacyjnej

Ustalanie taryf dla ciepła na zasadach określonych w ustawie stanowi obowiązek wszystkich przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło (około 3 000 przedsiębiorstw). Natomiast do kompetencji i obowiązków Prezesa URE (realizowanych przez dyrektorów oddziałów terenowych URE działających na podstawie odpowiedniego upoważnienia³⁾), należy zatwierdzanie taryf dla ciepła opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło (obecnie ok. 850 przedsiębiorstw energetycznych).

Stosownie do § 4 ust. 2 rozporządzenia taryfowego, przedsiębiorstwa, które nie mają obowiązku uzyskania koncesji i przedkładania taryfy dla ciepła do zatwierdzenia przez Prezesa URE, opracowują taryfę zgodnie z zasadami określonymi w ustawie i rozporządzeniu oraz wprowadzają ją do stosowania przy zawieraniu umów z odbiorcami. Oznacza to, że dla większości przedsiębiorstw ciepłowniczych, kontrahentem weryfikującym poziom cen i stawek opłat stosowanych w rozliczeniach z tytułu zaopatrzenia w ciepło, są sami odbiorcy ciepła. Dotyczy to jednak bardzo małych przedsiębiorstw energetycznych, dla których zamówiona moc cieplna nie przekracza 1 MW⁴⁾, co odpowiada kilku wielokondygnacyjnym budynkom mieszkalnym. Natomiast dla większych, koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, analizowanie i weryfikowanie kosztów oraz zatwierdzanie i kontrolowanie taryf dla ciepła jest dokonywane przez Prezesa URE, który regulując działalność przedsiębiorstw energetycznych musi zmierzać do mini-

malizacji kosztów tych przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii.

Analiza obowiązujących przepisów pozwala na określenie podstawowej reguły, którą powinni się kierować inwestorzy podejmujący działalność w sektorze zaopatrzenia w ciepło. Przepisy te wskazują, że inwestowanie w polskie ciepłownictwo powinno polegać na realizowaniu takich inwestycji modernizacyjnych, które albo przynoszą obniżenie jednostkowych kosztów zaopatrzenia w ciepło, a uzyskane dzięki temu oszczędności umożliwiają pokrycie kosztów operacyjnych i inwestycyjnych w zaplanowanym czasie, albo są tak zaprojektowane od strony tzw. „inżynierii finansowej”, że nie powodują drastycznego wzrostu jednostkowych kosztów zaopatrzenia w ciepło.

Jest oczywiste, że dla wszystkich przedsiębiorstw (nie tylko ciepłowniczych) istotne jest zapewnienie pokrycia poniesionych kosztów, w tym także wynikających z podejmowanych inwestycji, ale jest również oczywiste, że pokrycie tych kosztów może nastąpić jedynie wówczas, gdy poziom cen i jakość wyrobów lub usług jest konkurencyjna, a przedsiębiorstwo osiąga oczekiwane przychody. W warunkach gospodarki rynkowej przedsiębiorstwa osiągają to dzięki obniżce jednostkowych kosztów produkcji lub usług (a nie drogą ciągłego wzrostu cen), a działania takie wymuszone są przez silną konkurencję ze strony innych przedsiębiorstw, oferujących podobne wyroby i usługi. Odmienna sytuacja zachodzi w przypadku występowania monopolu i ograniczonego działania sił rynkowych. Taka właśnie odmienna sytuacja występuje w ciepłownictwie (zwłaszcza przy dostawie ciepła za pośrednictwem sieci), gdzie siły rynkowe zastąpione są działaniami regulacyjnymi, chroniącymi interesy odbiorców ciepła przed określonym przez monopolistę nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

W Polsce, gdzie istnieje ustawowy wymóg minimalizacji kosztów i ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, restrukturyzacja systemów ciepłowniczych powinna się odbywać w rozsądny sposób, co z punktu widzenia Prezesa URE i odbiorców ciepła oznacza, że inwestycje modernizacyjne nie powinny powodować drastycznego wzrostu opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

Niestety, w ostatnich latach zdarzają się kapitałochłonne inwestycje, realizowane przez różne przedsiębiorstwa (zagraniczne i krajowe), polegające na budowie nowych źródeł ciepła, wymianie sieci ciepłowniczych itd., które nie przynoszą zwiększenia sprzedaży ciepła lub obniżki jednostkowych kosztów zaopatrzenia w ciepło, ale przeciwnie, w wyniku ich zrealizowania znacząco rosną koszty stałe, a w przypadku kotłowni opalanych gazem lub olejem rosną także koszty paliwa, powodując wzrost jednostkowych kosztów wytwarzania i przesyłania ciepła. Firmy realizujące te inwestycje uważają, że określony przez nie poziom cen i stawek opłat powinien być uwzględniony

3) Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 4 lipca 2002 r. w sprawie szczegółowego zasięgu terytorialnego i właściwości rzeczowej oddziałów Urzędu Regulacji Energetyki (Dz. U. z 2002 r. Nr 107, poz. 942).

4) Szczegółowe postanowienia w tym zakresie określa art. 32 ust. 1 i 4 ustawy.

w taryfie dla ciepła, gwarantując im zwrot poniesionych kosztów wraz z oczekiwanym zyskiem, mimo że oznaczałoby to znaczny (niekiedy ponad dwukrotny) wzrost opłat ponoszonych przez odbiorców z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

Niekiedy inwestorzy zawierają z właścicielami obiektów umowy na ich modernizację i eksploatację, a także umowy sprzedaży z odbiorcami ciepła, w sposób niezgodny z polskimi przepisami. W szczególności dotyczy to sposobu kalkulacji cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe, w których uwzględniany jest szybki zwrot nakładów inwestycyjnych, powodujący drastyczny wzrost opłat pobieranych od odbiorców z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Umowy te często zawierają niezgodne z polskimi przepisami zasady waloryzacji cen i stawek opłat, w zależności od różnych czynników zewnętrznych (cen paliw, poziomu inflacji, kursu walut itd.).

Jeśli zawarta przez inwestora umowa stanowi, że prowadzi on działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło, musi on opracować taryfę dla ciepła – zgodnie z wymaganiami ustawy i przepisów wykonawczych. Przedsiębiorstwa posiadające koncesję na prowadzenie tej działalności muszą przedłożyć taryfę do zatwierdzenia Prezesowi URE, a przedsiębiorstwa, które nie muszą uzyskać koncesji uzgadniają taryfę z odbiorcami ciepła przy zawieraniu lub aktualizacji umów sprzedaży ciepła.

Stosownie do art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy, prowadzone w URE postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła wymaga dokonania kontroli, czy taryfa ta – opracowana samodzielnie przez przedsiębiorstwo energetyczne – spełnia wymagania określone przepisami ustawy i rozporządzenia taryfowego. Kontrola ta – dokonywana przez właściwy oddział terenowy URE – obejmuje m.in. analizę i weryfikację kosztów przyjętych przez przedsiębiorstwo jako koszty uzasadnione, stanowiące podstawę kalkulacji cen i stawek opłat. W ramach czynności kontrolnych dokonywane są porównania poziomu kosztów jednostkowych w pierwszym roku stosowania taryfy i w roku poprzednim oraz badana jest zasadność proponowanego przez przedsiębiorstwo wzrostu poszczególnych pozycji kosztów. Dokonywane są też analizy porównawcze poziomu kosztów jednostkowych w innych przedsiębiorstwach o podobnym zakresie działania. W trakcie postępowania administracyjnego przedsiębiorstwo energetyczne jest wzywane do złożenia niezbędnych wyjaśnień i usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości. Po zakończeniu postępowania administracyjnego wydawana jest decyzja Prezesa URE o zatwierdzeniu taryfy, a niekiedy decyzje o odmowie zatwierdzenia taryfy (gdy stwierdzona zostanie niezgodność taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 45 i 46 ustawy, a od 1 stycznia 2003 r. także z zasadami, o których mowa w art. 44 ustawy). Zgodnie z art. 30 ust. 2 ustawy od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu

Ochrony Konkurencji i Konsumentów w terminie dwutygodniowym od dnia doręczenia decyzji.

Celem postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy jest dokonanie swobodnego audytu kosztów przedsiębiorstwa energetycznego i zweryfikowanie przedłożonej przez przedsiębiorstwo propozycji w taki sposób, by pogodzić interesy tego przedsiębiorstwa i odbiorców ciepła. Przy korzystaniu ze swych kompetencji, Prezes URE musi mieć na uwadze potrzebę zapewnienia przychodu umożliwiającego pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstwa (art. 45 ust. 1 pkt 1). Naruszenie tego warunku mogłoby doprowadzić do ponoszenia strat przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, co w dłuższym okresie skutkowałoby niedoinwestowaniem majątku, pogorszeniem standardów jakościowych usług, a w efekcie zachwianiem bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło. W ostatecznym rozrachunku sytuacja taka najboleśniej dotknęłaby właśnie odbiorców ciepła. Mając na względzie ochronę interesów odbiorców (art. 45 ust. 1 pkt 2), Prezes URE musi jednak w zdecydowanej większości przypadków korzystać ze swoich kompetencji w zakresie weryfikacji kosztów, przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat.

Dla przykładu można podać, że jedna z firm zagranicznych, prowadząca działalność gospodarczą na terenie kilkunastu różnych miejscowości (w takich przypadkach prowadzone są odrębne postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf częściowych dla poszczególnych lokalizacji), określiła dla kilku lokalizacji poziom cen na tak wysokim poziomie, że płacono przez odbiorców (średnia jednostkowa⁵⁾ cena ciepła byłaby rzędu 85-100 zł/GJ (ok. 70-80 zł/GJ netto – bez podatku VAT). W wyniku przeprowadzonej kontroli i weryfikacji planowanych przez firmę kosztów, stanowiących podstawę kalkulacji cen i stawek opłat, Prezes URE zatwierdził taryfy częściowe dla trzech miejscowości, uznając jako uzasadnione (średnie jednostkowe) ceny ciepła wynoszące w dwóch lokalizacjach 34,87 zł/GJ i 37,38 zł/GJ (netto), a w innej miejscowości cenę ciepła i stawkę opłaty za usługi przesyłowe wynoszące odpowiednio: 47,49 zł/GJ i 5,12 zł/GJ (netto) oraz odmówił zatwierdzenia większości pozostałych taryf częściowych. Wywołało to różnego rodzaju interwencje ze strony tej firmy, a decyzje Prezesa URE odmawiające zatwierdzenia kilku taryf częściowych zostały zaskarżone do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wobec braku zatwierdzonych taryf rozliczenia z odbiorcami są przez przedsiębiorstwo

5) „Średnia jednostkowa cena ciepła” obliczona jako iloraz sumy rocznych opłat za zamówioną moc cieplną, opłat za ciepło oraz za nośnik ciepła i rocznej ilości ciepła sprzedanego odbiorcom; „średnia jednostkowa stawka opłaty za usługi przesyłowe” obliczona jako iloraz sumy rocznych opłat stałych, opłat zmiennych za usługi przesyłowe oraz opłat abonamentowych i rocznej ilości ciepła sprzedanego odbiorcom.

Tabela 1. Propozycje taryfowe cen ciepła niższych od ostatnio stosowanych

| Lokalizacja | Średnia jednoskładnikowa cena ciepła w zł/GJ (netto) | | Obniżka ceny ciepła | |
|-------------|--|-------------|---------------------|-----|
| | ostatnio stosowana | proponowana | zł/GJ | % |
| A | 53,98 | 50,34 | 3,64 | 6,7 |
| B | 36,28 | 34,29 | 1,99 | 5,5 |
| C | 27,80 | 26,87 | 0,93 | 3,3 |

prowadzone na podstawie umów zawartych z właścicielami obiektów ciepłowniczych. Ustalony przez przedsiębiorstwo wysoki poziom cen ciepła doprowadził nie tylko do sporów sądowych z Prezesem URE, ale także do konfliktu z właścicielami modernizowanych obiektów i odbiorcami ciepła, co w jednej miejscowości zakończyło się już zerwaniem umowy i siłowym przejęciem kotłowni przez odbiorcę ciepła (właściciela obiektu), a w innej miejscowości odbiorcy wystosowali petycję o podjęcie działań przeciwko monopolistycznym praktykom tego przedsiębiorstwa.

Istotne jest, że oprócz wymienionych skutków, stosowanie cen i stawek opłat przez przedsiębiorstwo prowadzące działalność koncesjonowaną bez zatwierdzonej taryfy przez Prezesa URE, zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 5 ustawy, podlega karze. Prezes URE może wymierzyć karę pieniężną do wysokości 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy (art. 56 ust. 3), a także, niezależnie od tej kary, może być ukarany kierownik przedsiębiorstwa energetycznego karą pieniężną w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia (art. 56 ust. 5). Art. 56 ust. 1 ustawy przewiduje również sankcje za prowadzenie przez przedsiębiorstwo ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy (pkt 8), za stosowanie cen wyższych od zatwierdzonych (pkt 6), a także za wstrzymanie lub ograniczenie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców (pkt 14).

Przeciwnymi przykładami są inne firmy z kapitałem zagranicznym, które w wyniku zrealizowanych inwestycji modernizacyjnych uzyskały obniżkę jednostkowych kosztów i wystąpiły do Prezesa URE

o zatwierdzenie taryf dla ciepła, w których ustalony przez te przedsiębiorstwa poziom cen był niższy od cen ostatnio stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami ciepła – przykłady te przedstawiono w tabeli 1.

Powyższe zestawienie wykazuje, że realizacja inwestycji modernizacyjnych nie zawsze powoduje wzrost cen ciepła, przy czym poziom cen ciepła może być bardzo zróżnicowany (głównie wpływa na to rodzaj paliwa). Prowadzone przez Prezesa URE postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła zawsze obejmuje kontrolę i weryfikację kosztów, przyjętych przez przedsiębiorstwo energetyczne jako podstawę do kalkulacji cen i stawek opłat, nawet, gdy wnioskowane przez przedsiębiorstwo ceny i stawki opłat są niższe od cen i stawek opłat ostatnio stosowanych. Okazuje się, że dość często dopiero w trakcie tego postępowania ustalone są koszty uzasadnione, na podstawie których przedsiębiorstwo ostatecznie ustala w taryfie ceny i stawki opłat. Często zdarza się, że jako koszty uzasadnione przedsiębiorstwo przyjmuje np. koszty inwestycyjne, które już są pokryte na podstawie odrębnej umowy; koszty transportu paliwa, które już są ujęte w cenie paliwa; podaje kwoty niezgodne z fakturami; stosuje prognozy kursowe bez ekonomicznego uzasadnienia; stosuje klucze podziału kosztów przerzucające ciężar z działalności nie koncesjonowanej na działalność koncesjonowaną, itp. Działalność regulacyjna wpływa więc na ograniczenie planowanego przez przedsiębiorstwa tempa wzrostu cen i stawek opłat w stosunku do cen ostatnio stosowanych, poprzez „filtrację” prób zwiększenia kosztów oraz wychwytywanie zwykłych omyłek. Przykłady takich działań podano w tabeli 2.

Tabela 2. Propozycje taryfowe cen ciepła z dużym wzrostem i ich weryfikacje

| Lokalizacja | Średnia jednoskładnikowa cena ciepła w zł/GJ (netto) | | | Wzrost ceny ciepła w % | |
|-------------|--|-------------|--------------|------------------------|--------------|
| | ostatnio stosowana | proponowana | zatwierdzona | proponowany | zatwierdzony |
| A | 66,83 | 77,06 | 72,14 | 15,3 | 7,9 |
| B | 35,14 | 54,26 | 37,30 | 55,4 | 6,1 |
| C | 42,66 | 47,39 | 44,96 | 11,1 | 5,4 |
| D | 36,38 | 45,47 | 39,24 | 25,0 | 7,9 |
| E | 28,55 | 40,85 | 30,12 | 43,1 | 5,5 |
| F | 33,86 | 37,72 | 37,38 | 11,4 | 10,4 |
| G | 34,39 | 35,96 | 34,87 | 4,6 | 1,4 |
| H | 22,19 | 29,42 | 23,40 | 32,6 | 5,5 |
| I | 20,62 | 21,03 | 20,93 | 2,0 | 1,5 |

Doświadczenia z prowadzonych postępowań w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła wykazują, że nawet w przypadku planowanego przez przedsiębiorstwo znacznego wzrostu kosztów z tytułu realizacji inwestycji możliwe jest ograniczenie tempa wzrostu cen i stawek opłat, np. przez zaplanowanie zwrotu kapitału przez dłuższy okres.

Wydaje się, że niesłuszne są obawy niektórych inwestorów prywatnych, związane z koniecznością obniżki cen i stawek opłat po przeprowadzonej modernizacji, przynoszącej zmniejszenie kosztów zaopatrzenia w ciepło (uzyskanie planowanych oszczędności). Uważamy, że w przypadku inwestycji modernizacyjnych, które są realizowane przy założeniu spłaty wydatków inwestycyjnych uzyskanymi oszczędnościami (dzięki obniżce kosztów przy utrzymaniu poziomu cen i stawek opłat na dotychczasowym poziomie), postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla ciepła powinno obejmować dokonanie kontroli prawidłowości wykonania analiz ekonomicznych dotyczących zwrotu poniesionych nakładów oraz prawidłowości określenia efektów ekonomicznych planowanych do osiągnięcia po zrealizowaniu inwestycji (obniżki kosztów). Jest mało prawdopodobne zatwierdzenie taryfy na cały okres zwrotu poniesionych nakładów, który może trwać nawet kilkanaście lat. Byłoby to ryzykowne zarówno dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego jak i dla odbiorców, ze względu na trudności w przewidywaniu zmian warunków ekonomicznych w tak długim okresie. Jednak taryfy wieloletnie (np. pięcioletnie) nie powinny być rzadkością. Istniejąca rozbieżność między okresem zwrotu kapitału, który jest dłuższy od okresu obowiązywania taryfy dla ciepła, nie powinna mieć wpływu na wyniki kontroli i weryfikacji planowanych przez przedsiębiorstwo kosztów uzasadnionych. Należy przy tym wskazać, że ostatnia nowelizacja ustawy wprowadziła jednoznaczne postanowienie, że koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodu w rozumieniu przepisów podatkowych, co poprzednio budziło wątpliwości zwłaszcza w odniesieniu do kosztów kapitałowych.

W uzasadnionych przypadkach przedsiębiorstwa mogą więc wnioskować o zatwierdzenie wieloletniej taryfy dla ciepła, co byłoby korzystne zarówno dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, jak i dla odbiorców ciepła. W 2001 r., tj. w trzecim roku zatwierdzania taryfy dla ciepła, Prezes URE uznał, że dla ok. 8% zatwierdzonych taryf okres ich obowiązywania może być równy lub dłuższy niż 24 miesiące (49 taryf wobec 631 wszystkich taryf zatwierdzonych w 2001 r.), a w czwartym roku zatwierdzania (2002 r.) taryfy takie stanowiły już 20% (102 taryfy wobec 506 wszystkich taryf zatwierdzonych w 2002 r.). Tendencja wzrostu liczby taryf zatwierdzanych na okresy wieloletnie utrzymuje się też w 2003 r. W okresie czterech miesięcy bieżącego roku zatwierdzone taryfy wieloletnie (dwo,

trzy, a nawet pięcioletnie) stanowią ponad 31% wszystkich zatwierdzonych taryf (27 taryf wobec 85 zatwierdzonych od 1 stycznia do 30 kwietnia 2003 r.). Przypadki te dotyczyły przedsiębiorstw, które w ocenie Prezesa URE miały względnie ustabilizowany poziom dotychczasowych cen i stawek opłat, zmieniający się w wymiarze z reguły nie przekraczającym inflacji, racjonalnie planujących modernizację eksploatowanego majątku i nakłady inwestycyjne, uwzględniając przy tym możliwości płatnicze odbiorców ciepła. W kolejnych latach przedsiębiorstwa te będą mogły samodzielnie dostosowywać ceny i stawki opłat z zatwierdzonej taryfy do zmieniających się warunków ekonomicznych, na podstawie ustalonych przez Prezesa URE współczynników korekcyjnych X_r , wymuszających poprawę efektywności ich funkcjonowania.

Zdarza się, że przedsiębiorstwa ciepłownicze podnoszą temat możliwości, jaką ustawa daje Prezesowi URE w zakresie zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Prezes URE, zgodnie z delegacją zawartą w art. 49 ust. 1 ustawy, z dniem 1 lipca 2001 r. zwolnił przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, stwierdzając, że działają one w warunkach konkurencji.

Wcześniej, 30 czerwca 2000 r., Prezes URE ogłosił swoje stanowisko w kwestii kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny, do czego został zobowiązany przez Radę Ministrów w przyjętych 22 lutego 2000 r. „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.”. Nie chcąc przytaczać w całości wspomnianego stanowiska chcielibyśmy zwrócić uwagę na kryteria określone przez Prezesa URE, które powinny być spełnione przez wszystkich, którzy potencjalnie oczekują uznania rynku ich działania za konkurencyjny. Kryteriami tymi w szczególności są:

- odpowiednia liczba uczestników rynku,
- pozycja przedsiębiorstwa określona udziałem w rynku,

a także homogeniczność handlowa towaru lub usługi, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania, równość praw i zasad dostępności uczestników do informacji rynkowej, kontrola i nadzór zabezpieczające przed kartelizacją rynkową oraz dostępność do wysoko wydajnych technologii.

Zgodnie z ustawą z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, od 1 stycznia 2003 r. obowiązują przepisy art. 49 ust. 3 ustawy, które uszczegółowiły warunki, jakie muszą zaistnieć, aby można było uznać działania przedsiębiorstwa energetycznego jako działania w warunkach konkurencji: „*Przy podejmowaniu decyzji, o których mowa w ust. 1, Prezes URE bierze pod uwagę takie cechy rynku paliw lub energii, jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość*

stość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję, dostępność do wysoko wydajnych technologii.”.

Trzeba wskazać, że w odróżnieniu od sektora zaopatrzenia w energię elektryczną, w którym istnieje

wewnętrzny rynek krajowy i powiązania sieciowe z rynkiem międzynarodowym, w sektorze zaopatrzenia w ciepło występują jedynie lokalne rynki ciepła, przeważnie nie wykraczające poza obszar jednego miasta (rzadko obejmują one całą aglomerację). W związku z tym, naszym zdaniem, określone powyżej warunki nie są spełnione przez żadne ze znanych nam przedsiębiorstw ciepłowniczych.



Jadwiga Bodych-Wasilewska



Paweł Bogusławski
Autorzy są doradcami Prezesa URE



Witold Cherubin



Samowystarczalne energetycznie gospodarstwo rolne (biogaz, kolektory słoneczne, wiatrak) na wyspie Samsø – Dania

NIELEGALNY POBÓR PALIW I ENERGII – PRZYKŁAD ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Jacek Bełkowski

Jednym z dosyć często występujących problemów w kierowanych do Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii pismach i telefonach jest **nielegalny pobór energii**. W swoim artykule ograniczę się wyłącznie do problematyki dotyczącej energii elektrycznej, bowiem w praktyce dominująca liczba spraw z zakresu nielegalnego poboru dotyczy właśnie tego nośnika energii. Bardzo sporadycznie spotykam się z posądzeniami o nielegalny pobór gazu lub ciepła; w każdym z tych przypadków odbiorcy podejrzewani byli o ingerencję w urządzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego. Należy podkreślić, że przytoczone w tym materiale akty prawne stosowane w przypadkach nielegalnego poboru energii elektrycznej są analogiczne zarówno dla paliw gazowych jak i ciepła.

Nielegalny pobór i sankcje grożące odbiorcy

Definicja nielegalnego poboru jest zamieszczona w art. 3 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾ w następującym brzmieniu: „**nielegalne pobieranie paliw lub energii** – pobieranie paliw lub energii **bez zawarcia umowy** z przedsiębiorstwem lub **niezgodnie z umową**” (podkreślenie – J. B.). Tak jak każda definicja, ta również wydaje się być w pełni zrozumiała. Jednakże pojawiają się problemy, gdy zaczynamy się zastanawiać, jakie dowody świadczą o tym, czy w konkretnym przypadku mamy do czynienia z nielegalnym poborem, czy też nie?

W przypadku pobierania energii elektrycznej niezgodnie z postanowieniami umowy sprzedaży energii elektrycznej, można rozróżnić następujące sytuacje:

- pobieranie energii z całkowitym lub częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- pobieranie energii w wyniku dokonywania w układzie pomiarowo-rozliczeniowym zmian lub uszkodzeń,
- pobieranie energii przy samowolnej manipulacji w urządzeniu, ograniczającym jej natężenie przepływu.

Zgodnie z zapisem zawartym w art. 6 ust. 3 Prawa energetycznego przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli zostało stwierdzone że: stan instalacji odbiorcy

stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska (1); **nastąpił nielegalny pobór** paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (2). Na podstawie takiego uprawnienia przedsiębiorstwo energetyczne może w każdym przypadku, które samo uzna za nielegalny pobór, wstrzymać dostawę energii. Ponadto zgodnie z § 46 rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej²⁾ przedsiębiorstwo energetyczne **może obciążyć**³⁾ odbiorcę opłatami w wysokości dwukrotności cen i stawek opłat określonych w taryfie, dla danej grupy taryfowej. Przepis ten stosowany jest w przypadku, gdy **energia elektryczna pobierana jest niezgodnie z umową**. Gdy **energia elektryczna pobierana jest bez zawarcia umowy**, przedsiębiorstwo energetyczne **obciąża** pobierającego opłatami za nielegalnie pobraną energię w wysokości pięciokrotności cen i stawek opłat. Powyższe zasady obowiązują dla przypadków, gdy możliwe jest określenie ilości nielegalnie pobranej energii. W pozostałych przypadkach, na mocy § 47 ust. 2, jej zryczałtowana ilość ustalona jest przez przedsiębiorstwo energetyczne w taryfach.

W taryfach przedsiębiorstw energetycznych, w rozdziale dotyczącym nielegalnego poboru energii, oprócz podstawowych kwestii dotyczących pobierania opłat za nielegalny pobór energii, dodatkowo określone są opłaty za wykroczenia związane z nielegalnym poborem energii i spowodowane z winy odbiorcy:

- wyminięcie uszkodzonego lub zniszczonego licznika albo innego urządzenia pomiarowego,
- sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego i założenie przez sprzedawcę nowych plomb, w miejsce zerwanych lub uszkodzonych na zabezpieczeniu głównym, w układzie pomiarowo-rozliczeniowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu przez sprzedawcę,
- poddanie urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponownej legalizacji z powodu zerwania lub naruszenia plomb legalizacyjnych nałożonych przez Główny Urząd Miar,
- założenie przez sprzedawcę nowej plomby w miejsce zerwanej lub naruszonej przez odbiorcę na wskaźniku mocy 15-minutowej lub innym urządzeniu związanym z pomiarem mocy.

1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348, Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668, Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042, Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984, Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424).

2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7). Rozporządzenie wydane w oparciu o art. 46 ust. 1 Prawa energetycznego.

3) O ile umowa sprzedaży energii elektrycznej nie stanowi inaczej.

Często się zdarza, że w przypadku stwierdzenia nielegalnego poboru energii elektrycznej przedsiębiorstwo energetyczne występuje z inicjatywą zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego, co zazwyczaj wiąże się również z koniecznością przebudowy instalacji odbiorczej, a to pociąga dodatkowe koszty ponoszone przez odbiorcę.

Ilość traconej energii

W skali kraju określenie rozmiarów zjawiska nielegalnego poboru energii elektrycznej jest niemożliwe. Można się jedynie pokusić o przybliżone oszacowanie w ten sposób traconej energii. I tak w 2002 r. do krajowego systemu elektroenergetycznego wprowadzono **112 953 GWh** energii elektrycznej z przeznaczeniem do sprzedaży na rynku krajowym. Wielkość ta została określona⁴⁾ na podstawie sumy energii wytworzonej we wszystkich rodzajach elektrowni z uwzględnieniem potrzeb własnych tych elektrowni, w tym także energii zużywanej na pompowanie w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz bilansu wymiany energii z zagranicą. Do odbiorców finalnych trafiło **99 841 GWh**, natomiast różnicę wynoszącą **13 112 GWh** stanowią potrzeby własne systemu elektroenergetycznego, straty przesyłu i **nielegalny pobór** (tak określoną pozycję będą w dalszej części artykułu nazywał **stratami sieciowymi**). W odniesieniu do energii wprowadzonej do systemu elektroenergetycznego z przeznaczeniem na pokrycie zapotrzebowania krajowych odbiorców finalnych **straty sieciowe wynoszą 11,61%**. Jest to olbrzymia ilość energii. Dla czytelnego przedstawienia wielkości zjawiska proszę sobie wyobrazić elektrownię, która w każdej chwili przez cały rok na potrzeby krajowego systemu obciążona jest mocą 1 500 MW (co oznacza, że jej faktyczne obciążenie jest odpowiednio wyższe, gdyż muszą być pokrywane potrzeby własne elektrowni) i z całej jej rocznej produkcji netto, wynoszącej właśnie 13 112 GWh, nic nie trafia do odbiorców, bowiem ilość ta idzie wyłącznie na pokrycie strat występujących w sieci (w tym na pokrycie nielegalnego poboru).

Analizując wielkości strat w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych należy stwierdzić, że są one bardzo zróżnicowane i wynoszą od 5 do ponad 14%. Gdyby przyjąć, że **technicznie uzasadnione straty sieciowe** mieszczą się w przedziale od 5 do 9%⁵⁾ energii wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego, to pozostałe straty wynoszą odpowiednio od 2,61 do 6,61%. Równoważna tym wskaźnikom ilość energii

zawiera się w przedziale od 2 600 do 6 600 GWh i jest tracona z powodu braku optymalnego układu sieci (w tym także wskutek niedoinwestowania infrastruktury sieciowej); dużą część tej pozycji stanowi energia elektryczna nielegalnie pobrana z systemu.

Analiza danych liczbowych z ostatnich lat wskazuje jednak na tendencję spadkową. W 2001 r. analogicznie określony wskaźnik strat sieciowych wynosił **12,59%**, co przy osiągniętym w 2002 r. wskaźniku 11,61%, stanowi niemalże jednoprocenową poprawę. Mam nadzieję, że ta tendencja zostanie zachowana.

W 2002 r. w spółkach dystrybucyjnych stwierdzono około 13 500 przypadków nielegalnego poboru energii elektrycznej. Nie było zarejestrowanych przypadków na wysokim napięciu, zaś na średnim odnotowano ich 9. Zdecydowaną większość przypadków stanowił nielegalny pobór na niskim napięciu. W ujawnionych sprawach łączna ilość pobranej nielegalnie energii elektrycznej wyniosła około 56 GWh. Jest to wielkość określona szacunkowo, zgodnie z przyjętymi zasadami. Porównując do ilości energii traconej w systemie, w tym do szacowanej ilości energii pobranej nielegalnie, stanowi to ilość marginalną.

Spory

W związku z sankcjami będącymi następstwem nielegalnego poboru energii, do Urzędu Regulacji Energetyki kierowanych jest wiele pytań z prośbą o wyjaśnienie podstaw prawnych wystawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne obciążeń. Wpływają także wnioski o rozstrzygnięcie sporu, sprowadzającego się w zasadzie do rozwiązania problemu, czy rzeczywiście w danym przypadku mieliśmy do czynienia z nielegalnym poborem energii. Dużo takich spraw trafia bezpośrednio do powiatowych rzeczników konsumentów, a oceniam to na podstawie kierowanych do mnie przez nich pytań i próśb o interpretację przepisów Prawa energetycznego.

W tym miejscu pragnę przypomnieć bardzo istotną dla tego rodzaju spraw spornych kwestię prawną: **rozstrzygnięcie sporów dotyczących kwalifikacji, czy pobór jest nielegalny, nie należy do ustawowych kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki**. Istotne jest także postanowienie Naczelnego Sądu Administracyjnego z 6 grudnia 2000 r., sygn. akt II SAB 174/00, mówiące, że Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie ma kompetencji do rozstrzygnięcia, czy pobór energii elektrycznej był nielegalny. Właściwym organem uprawnionym do rozstrzygnięcia w tym zakresie jest sąd powszechny.

Konsekwencją takiego porządku prawnego jest sprawa oceny materiału dowodowego. Pracownicy URE nie mogą wydawać i nie wydają opinii, czy przedstawiany przez przedsiębiorstwo energetyczne dowód o nielegalnym poborze jest wystarczający czy też nie. Bardzo często takie właśnie są oczekiwania zgłaszających. Przysyłane przy tej okazji kopie dokumentów świadczą, że sposób dokumentowania nielegalnego

4) Dane liczbowe zostały zaczerpnięte z Biuletynu Miesięcznego ARE SA – **Informacja statystyczna o energii elektrycznej** (Nr 12 (108), grudzień 2002) i kwartalnika **Sytuacja ekonomiczno-finansowa elektroenergetyki** (Nr 4 (19) za IV kwartał 2002).

5) Dokładne określenie nie jest możliwe. Przy istniejącej strukturze sieci i wielkości sprzedaży na poszczególnych poziomach napięć taki właśnie poziom strat jest podawany w literaturze fachowej.

poboru przez przedsiębiorstwa jest bardzo różny. Czasami jest to wzmianka w protokole kontroli o połuzowanej plombie lub o nieczytelnych znakach odcisniętych na niej. W niektórych sprawach załączana jest bogata dokumentacja fotograficzna i/lub ekspertyzy dokumentujące uszkodzenia uszczelk liczników oraz ślady na ich częściach wewnętrznych świadczące o ingerencji osób nieuprawnionych.

Innym problemem podnoszonym szczególnie przez powiatowych rzeczników konsumentów jest to, że po stwierdzeniu nielegalnego poboru przedsiębiorstwa energetyczne żądają od odbiorcy zmiany instalacji odbiorczej. Najczęściej powtarza się żądanie takich zmian instalacji, by zwiększona została dostępność urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych dla przedstawicieli dostawcy. Zazwyczaj przedsiębiorstwa warunkują dalszą realizację umowy sprzedaży od wykonania zmian instalacji. W powszechnym odbiorze jest to odczytywane jako dodatkowa sankcja nakładana na odbiorcę, która nie ma swojego bezpośredniego odniesienia w Prawie energetycznym. Należy pamiętać, że za utrzymanie wewnętrznej instalacji zasilającej i odbiorczej – zgodnie z wymaganiami określonymi w odrębnych przepisach – odpowiada odbiorca. Tak stanowi § 16 pkt 2 rozporządzenia przyłączeniowego dla energii elektrycznej⁶⁾. Jednym z takich „odrębnych przepisów” jest rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z 2002 r. Nr 75, poz. 690 z późn. zm.), w którym określono w § 185 ust. 1, że instalacja odbiorcza w budynku i w samodzielnym lokalu powinna być wyposażona w urządzenia do pomiaru zużycia energii elektrycznej, usytuowane w miejscu łatwo dostępnym i zabezpieczone przed uszkodzeniami i ingerencją osób niepowołanych. W związku z powyższym możliwa jest sytuacja, gdy przedsiębiorstwo energetyczne wystąpi z inicjatywą zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego (co często wiąże się również z koniecznością przebudowy instalacji odbiorczej), gdy istnieje uzasadniony powód takiej zmiany, np. w przypadku niedopuszczania przedstawicieli przedsiębiorstwa energetycznego do układu

pomiarowo-rozliczeniowego, bądź nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

Podsumowanie

Energia tracona w systemie podwyższa koszty działalności przedsiębiorstw energetycznych, co przekłada się na wzrost cen i stawek płaconych przez odbiorców. Z tego względu Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zgodnie z zasadą regulacji zapisaną w art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne zmierza do minimalizacji kosztów, czyli jest zainteresowany zmniejszaniem strat, w tym nielegalnego poboru. Dlatego przedsiębiorstwa energetyczne muszą mieć prawne możliwości skutecznych działań w zakresie eliminacji tego bardzo niekorzystnego zjawiska. Sądzę, że w przepisach wykonawczych do Prawa energetycznego powinny zostać określone dokładniej przypadki, które upoważniają do obciążania odbiorcy opłatą za nielegalny pobór energii, a także powinny zostać doprecyzowane sposoby określania zryczałtowanych ilości pobranej energii dla przypadków, gdy nie jest możliwe ustalenie jej ilości.

Biorąc pod uwagę ilość traconej energii w sieciach elektroenergetycznych można zrozumieć dążność prawodawców i przedsiębiorstw energetycznych do ustalania wysokich opłat w przypadku stwierdzenia nielegalnego poboru. Uważam, że nie tylko wysokość kar wpływa na wielkość nielegalnego poboru; zasadnym wydaje się przeanalizowanie i ewentualne skorygowanie przepisu mówiącego o wysokości opłat za stwierdzony nielegalny pobór energii.

Przedsiębiorstwa energetyczne powinny bardzo umiejętnie korzystać z posiadanych narzędzi prawnych. Przypadki wątpliwe winne być rozstrzygane przez pracowników przedsiębiorstw energetycznych **na korzyść odbiorców**. Taki sposób postępowania zmniejszy liczbę długotrwałych sporów, rozstrzyganych przez sądy i także, jestem o tym przekonany, zmniejszy nielegalny pobór energii.



Autor jest Rzecznikiem Odbiorców Paliw i Energii URE

6) Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r. w sprawie szczególnych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. z 2000 r. Nr 85, poz. 957). Rozporządzenie wydane w oparciu o art. 9 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

REALIZACJA ZASADY TPA W ELEKTROENERGETYCE W 2002 R.

Informacja niniejsza została opracowana na podstawie przeprowadzonego w Urzędzie Regulacji Energetyki badania, którego podstawowym celem była aktualizacja informacji zebranych poprzednio za lata 1999 i 2001, dotyczących zakresu korzystania z usług przesyłowych przez odbiorców uprawnionych. W tym roku informacje zebrane od przedsiębiorstw sieciowych zostały zweryfikowane podczas konsultacji przeprowadzonych z przedstawicielami spółek obrotu i odbiorców uprawnionych do korzystania z zasady TPA.

Dodatkowym celem przeprowadzonego badania była ocena stopnia przygotowania elektroenergetyki do pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej, które ma nastąpić 1 stycznia 2006 r., zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 17, poz. 158). W związku z tym jedno z pytań skierowanych do spółek dystrybucyjnych dotyczyło podjętych i planowanych przez dystrybutorów działań mających na celu rozwój lokalnego rynku energii z uwzględnieniem takich zagadnień, jak: opracowanie i wdrożenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, świadczenie usług bilansowania dla grup odbiorców i wytwórców, zarządzanie zakupami energii ze źródeł odnawialnych i skojarzonych, współpraca z przedsiębiorstwami obrotu, działalność informacyjna skierowana do odbiorców uprawnionych. Zebrano również informacje dotyczące istniejących nadal barier utrudniających korzystanie przez uprawnionych odbiorców z usług przesyłowych.

Obecnie uprawnionymi do korzystania z usług przesyłowych są odbiorcy, którzy w 2002 r. zakupili energię elektryczną na własne potrzeby w wielkości nie mniejszej niż 10 GWh. Od 1 stycznia 2004 r. uprawnionymi staną się odbiorcy, którzy w bieżącym roku kalendarzowym dokonają zakupów energii elektrycznej

według tych samych kryteriów, w wielkości nie mniejszej niż 1 GWh.

Statystyka realizacji zasady TPA wg stanu na 31 grudnia 2002 r.

Istotny wzrost liczby odbiorców uprawnionych obecnie do korzystania z TPA (tab. 1) wynika przede wszystkim z zaliczenia w nowym rozporządzeniu tzw. odbiorców rozproszonych do kategorii uprawnionych (stąd niewielki wzrost ilości energii pobieranej z sieci przez odbiorców uprawnionych). Oznacza to, że obecnie jeden odbiorca o kilku punktach odbioru zlokalizowanych na terenie różnych spółek, jest zaliczony jako uprawniony wszędzie tam, gdzie jego zakupy w 2002 r. przekroczyły 10 GWh. Dotyczy to przede wszystkim przedsiębiorstwa PKP Energetyka Sp. z o.o., które jest odbiorcą uprawnionym w każdej z 29 spółek dystrybucyjnych. Wielkość całkowitego zużycia energii przez odbiorców uprawnionych w 2002 r. (ok. 37 000 GWh) w odniesieniu do całkowitej sprzedaży odbiorcom finalnym (ok. 100 000 GWh) oznacza 37-procentowe otwarcie rynku.

Zgodnie z § 3 ust. 1 pkt 2 rozporządzenia w sprawie harmonogramu ... odbiorcy, którzy w 2003 r. zakupią energię elektryczną w wielkości nie mniejszej niż 1 GWh staną się odbiorcami uprawnionymi od 1 stycznia 2004 r. Oznacza to, że w 2004 r. prawie 6 000 odbiorców będzie mogło korzystać z prawa wyboru dostawcy (tab. 2).

Szacunkowe otwarcie rynku po 1 stycznia 2004 r. wyniesie ok. 53%.

Od 2001 r., kiedy liczba zidentyfikowanych odbiorców uprawnionych korzystających z zasady TPA wynosiła 6, nastąpił wzrost ich liczby do 19. Większość nowych odbiorców korzystających z TPA zawarła umowy przesyłowe w trakcie 2002 r. Ogółem odbiorcy ci kupili w 2002 r., w ramach TPA, ok. 3 800 GWh

Tabela 1. Liczba odbiorców uprawnionych z uwzględnieniem wielkości zużycia energii elektrycznej

| Rok | Liczba odbiorców uprawnionych (pobór powyżej 10 GWh w roku poprzednim) | Całkowity pobór energii z sieci [GWh] |
|------|--|---------------------------------------|
| 2002 | 560 | 36 050 |
| 2003 | 641 | 36 769 (przewidywany) |

Tabela 2. Liczba odbiorców uprawnionych z uwzględnieniem wielkości odbioru energii elektrycznej po dniu 1 stycznia 2004 r.

| Szacunkowa liczba odbiorców, którzy staną się uprawnionymi z 1.01.2004 r. | Przewidywana ilość zakupionej przez nich w 2003 r. energii elektrycznej | Szacunkowa liczba wszystkich odbiorców uprawnionych po 1.01.2004 r. | Przewidywana ilość energii elektrycznej zakupionej w 2003 r. przez wszystkich odbiorców uprawnionych po 1.01.2004 r. |
|---|---|---|--|
| szt. | GWh | szt. | GWh |
| 5 274 | 16 197 | 5 915 | 52 923 |

energii elektrycznej, a ich całkowite roczne zużycie wyniosło 5 966 GWh. Ta ostatnia wielkość stanowi więc przewidywaną sprzedaż tym odbiorcom w ramach TPA w 2003 r.

Pośród 19 odbiorców korzystających z TPA, 5 zlokalizowanych jest na terenie Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA, 4 na terenie Będzińskiego ZE SA, 3 na terenie ZE Wrocław SA, 2 na terenie Energetyki Beskidzkiej SA, po jednym na terenie: Energetyki Kaliskiej SA, Grupy Energetycznej ENEA SA, ZE Opole SA, ZE Warszawa-Teren SA, Zamojskiej Korporacji Energetycznej SA. Co prawda tylko 3% ogólnej liczby odbiorców uprawnionych skorzystało w 2002 r. z możliwości wyboru dostawcy, ale odbiorcy ci zużyli ok. 16% całkowitej energii elektrycznej kupowanej przez odbiorców uprawnionych w 2002 r. (37 000 GWh), a ich zakupy dokonane w ramach TPA stanowią ponad 10% tej energii. Są to więc w przeważającej mierze wielcy odbiorcy o znaczącym zużyciu energii, wśród których przeważają huty i kopalnie oraz przedsiębiorstwa wielkiej chemii. Tylko trzech odbiorcy korzystający z TPA są spoza tych sektorów.

Przegląd dostawców energii elektrycznej dla powyższych odbiorców wskazuje, iż dostawcami z wyboru są spółki dystrybucyjne (lub należące do nich spółki obrotu) inne niż te, do których sieci są podłączeni odbiorcy uprawnieni, albo wytwórcy lub spółki obrotu należące do wytwórców. Na rynku skutecznie działa tylko jedno przedsiębiorstwo obrotu kojarzące oferty wytwórców i odbiorców niezależnie własnościowo od przedsiębiorstw energetycznych wytwórczych i dystrybucyjnych.

Spółki dystrybucyjne przedstawiły również dane dotyczące odbiorców, którzy występowali o zawarcie umowy przesyłowej, ale zrezygnowali z korzystania z zasady TPA. Ogółem poinformowano o 27 takich przypadkach, co stanowi tylko 4% całkowitej liczby odbiorców uprawnionych. Należy jednak przypuszczać, że liczba odbiorców uprawnionych, którzy interesowali się warunkami zmiany dostawcy w macierzystej spółce dystrybucyjnej była znacznie większa, ale większość spółek dystrybucyjnych nie przedstawiła tej informacji uważając, że pytanie dotyczy tylko odbiorców, którzy wystąpili z formalnym wnioskiem o zawarcie umowy przesyłowej. Większość odbiorców, którzy wyrazili zainteresowanie korzystaniem z zasady

TPA, zrezygnowała po zapoznaniu się z warunkami zawarcia umowy przesyłowej. Głównym powodem rezygnacji z ubiegania się o zmianę dostawcy był, zdaniem spółek dystrybucyjnych, brak układów pomiarowo-rozliczeniowych dostosowanych do wymogów rynku bilansującego, a zdaniem odbiorców – zbyt wysokie wymagania stawiane w tym względzie przez spółki dystrybucyjne.

Z przytoczonych powyżej danych wynika, że zasada TPA działa nadal tylko w ograniczonym zakresie, jakkolwiek widać wśród odbiorców uprawnionych znaczny wzrost zainteresowania możliwościami skorzystania z prawa wyboru dostawcy energii. Ogromna większość odbiorców uprawnionych nie zmieniła i nie ma zamiaru w najbliższej przyszłości zmienić dostawcy energii elektrycznej, co zresztą obserwuje się również na innych rynkach europejskich (tab. 3 na str. 35).

Bariery rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej

Z przeprowadzonego badania wynika, iż występują wciąż te same czynniki ograniczające konkurencję co przed rokiem, lecz siła ich oddziaływania uległa pewnym modyfikacjom. Najważniejsze z nich wymienione są poniżej.

Ograniczenia dostaw na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej

Podstawową przyczyną ograniczenia podaży energii na rynek konkurencyjny są istniejące nadal kontrakty długoterminowe oraz obowiązkowe zakupy energii produkowanej w skojarzeniu z produkcją ciepła i energii odnawialnej. W 2002 r. 67 TWh wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z KDT. Spółki dystrybucyjne, w ramach minimalnych ilości energii (MIE) pochodzącej z KDT, zakupiły 54 TWh, co stanowi ok. 55% ich całkowitego zakupu. Ponadto 11,2% energii kupionej przez dystrybutorów pochodziło z obowiązkowych zakupów energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a niecałe 2,5% ze źródeł odnawialnych.

Układy pomiarowo-rozliczeniowe

Koszty związane z przeprowadzeniem modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, zestawieniem dróg transmisji danych do operatora systemu rozdziel-

czego oraz zabudową systemu informatycznego wspomagania działań rynkowych są bardzo wysokie. Spółki dystrybucyjne wymagają przeprowadzenia wymiany przekładników prądowych i napięciowych na dwurdzeniowe przekładniki zasilające niezależnie układy pomiarowe: podstawowy i rezerwowo. Często wymagania spółek dystrybucyjnych co do układów pomiarowych są wyższe, niż przewiduje to Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej operatora systemu przesyłowego¹⁾. W przypadku dużych zakładów, które mają kilka przyłączy na napięciu 110 kV, spełnienie takiego warunku wymaga wymiany kilkudziesięciu przekładników prądowych i napięciowych, co praktycznie oznacza przebudowę rozdzielni 110 kV w warunkach zapewnienia ciągłości zasilania zakładu. Ponoszenie tak znacznych nakładów oraz ryzyka związanego z prowadzeniem ruchu podczas przebudowy układu zasilania sprawia, że korzystanie z TPA jest nieopłacalne.

Wymagania dotyczące dwurdzeniowych przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych są obecnie postrzegane przez odbiorców uprawnionych jako największe zagrożenie dla funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. W praktyce jest

to najczęstszym powodem rezygnacji z korzystania z TPA i przyczyną wycofywania się odbiorców korzystających z TPA w poprzednich latach. Zdaniem odbiorców uprawnionych i przedsiębiorstw obrotu wymóg wymiany układu pomiarowego jest wykorzystywany przez spółki dystrybucyjne do opóźniania rozdzielu umów i zawarcia nowej umowy przesyłowej. Często wymaga się najnowocześniejszego i najdroższego dostępnego na rynku sprzętu, którego zakup stanowi znaczne obciążenie finansowe odbiorców. Wymagania te w praktyce zamykają drogę do korzystania z TPA mniejszym odbiorcom, ponieważ zwrot nakładów poniesionych na opomiarowanie pochłania ewentualne oszczędności na kosztach energii. Niezbędna będzie standaryzacja tych wymagań.

Rynek bilansujący

Funkcjonowanie odbiorcy na rynku energii elektrycznej wiąże się z dodatkowymi obowiązkami i kosztami wynikającymi z: planowania i grafikowania, wymiany układów pomiarowych i budowy dróg transmisji danych, znacznie trudniejszego sposobu rozliczeń, zatrudnienia osób o odpowiednich kwalifikacjach, zachowania większej dyscypliny w poborze energii.

Tabela 3. Realizacja zasady TPA w elektroenergetyce w krajach Unii Europejskiej

| Kraj | Otwarcie rynku [w %] (stan na 1.10.2002 r.) | Uprawnieni odbiorcy | Data 100% otwarcia | Zmiana dostawcy [w %] | |
|-------------------------------|---|---------------------|--------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| | | | | Wielcy odbiorcy przemysłowi | Drobny przemysł /gospodarstwa domowe |
| Austria | 100 | – | 2001 | 20-30 | 5-10 |
| Belgia ¹⁾ | 52 | 1/10 GWh | 2003/2007 | 2-5 | |
| Dania | 35 | 1 GWh | 2003 | Brak danych | |
| Finlandia | 100 | – | 1997 | Brak danych | 5 |
| Francja | 30 | c. 16 GWh | – | 10-20 | |
| Grecja | 34 | 1 kV | – | Brak danych | |
| Hiszpania | 55 | 1 GWh | 2003 | 10-20 | |
| Holandia | 63 | 3*80 A | 2003 | 20-30 | |
| Irlandia | 40 | 1 GWh | 2005 | 10-20 | |
| Luksemburg | 57 | 20 GWh | – | 10-20 | |
| Niemcy | 100 | – | 1999 | 20-30 | 5-10 |
| Portugalia | 45 | 1 kV | 2003 | 5-10 | |
| Szwecja | 100 | – | 1998 | – | 10-20 |
| Wielka Brytania ²⁾ | 100 | – | 1998 | > 50 | 30-50 |
| Włochy ³⁾ | 45 | 9 GWh | – | > 50 | |

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

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

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

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

1) Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczych powinny być zgodne z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowaną przez operatora systemu przesyłowego.

Przekłada się to na ryzyko ponoszenia przez odbiorcę wysokich kosztów w przypadku nietrafności prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną. W praktyce korzystanie z usług przesyłowych oznacza, zdaniem spółek dystrybucyjnych, konieczność rozliczania się przez odbiorców z odchyleń według cen ukształtowanych przez rynek bilansujący²⁾. Odchylenie od wartości ustalonej przez odbiorcę w grafiku handlowym, przy obowiązujących na rynku bilansującym zasadach obliczania cen CRO, CRO₂ i CRO_s, powoduje stratę zarówno w przypadku zakupu, jak i sprzedaży energii elektrycznej na tym rynku. Stąd korzystniejszym z punktu widzenia odbiorcy jest kupowanie energii od dotychczasowego sprzedawcy – spółki dystrybucyjnej po cenach wynikających z taryfy, bez konieczności planowania własnego zużycia.

Z uczestnictwem odbiorców uprawnionych w rynku bilansującym związany jest problem dokładności zgłaszania umów zakupu energii, czyli konieczność zgłaszania grafików dobowo-godzinowych na rynku bilansującym z dokładnością do 1 MWh. Skutecznie eliminuje to z wolnego rynku średnich odbiorców (zużywających 10-40 GWh rocznie), dla których dokładność ta jest za mała. Brak możliwości technicznych zgłaszania umów z większą dokładnością (przykładowo 0,1 MWh) ogranicza handel z odbiorcami końcowymi.

Dla odbiorców korzystających z TPA, dla których spółki dystrybucyjne pełnią funkcję operatora handlowo-technicznego (OHT), poważnym utrudnieniem jest konieczność zgłaszania przez nich grafików dostaw na dzień n w dniu $n-2$, podczas gdy spółki dystrybucyjne zgłaszają swoje grafiki do godziny 11:00 doby $n-1$. W tej sytuacji odbiorca korzystający z TPA, pomimo nieuczestniczenia bezpośrednio w rynku bilansującym, ponosi znacznie większe ryzyko związane z kosztami odchyleń niż spółka dystrybucyjna, która pełni funkcję jego OHT.

Powyższe problemy mogłyby zostać rozwiązane z obopólną korzyścią, gdyby istniała możliwość wspólnego bilansowania kilku podmiotów na rynku lokalnym. Jak dotychczas spółki dystrybucyjne konsekwentnie odmawiają sumarycznego bilansowania się przez jednego odbiorcę zasilanego w różnych punktach lub kilku odbiorców, tym samym uniemożliwiając działanie potencjalnych agregatorów.

Subsydiowanie skrośne

Zauważalna jest tendencja do ograniczania przez niektóre spółki dystrybucyjne cen sprzedaży energii elektrycznej na rzecz zwiększania opłat przesyłowych. Taka polityka sprawia, iż wielu odbiorcom po prostu nie

opłaca się kupować energii poza macierzystą spółką dystrybucyjną narażając się na dodatkowe ryzyko strat np. na rynku bilansującym. Występujące w taryfach wielu spółek dystrybucyjnych subsydiowanie skrośne obrotu energią elektryczną przez działalność sieciową powoduje, że dla większości klientów rozwiązaniem najbardziej opłacalnym jest pozostanie odbiorcami taryfowymi. Subsydiowanie skrośne jest trudne do wyeliminowania w procesie zatwierdzania taryf wobec istniejącego nadal prawnego ograniczenia wzrostu cen dla odbiorców taryfowych.

Subsydiowanie obrotu przekłada się na brak skutecznej konkurencji cenowej w sferze wytwarzania (niektórzy stawiają wręcz tezę o zмовie cenowej wytwórców). Zdaniem niektórych odbiorców, na rynku nie ma wystarczającej podaży energii w ofercie skierowanej bezpośrednio do odbiorców.

Zadłużenie odbiorców

Zła sytuacja finansowa znacznej części odbiorców uprawnionych (PKP, huty, kopalnie itp.) powoduje, iż brak jest innych niż spółki dystrybucyjne dostawców gotowych ponosić ryzyko dostaw energii elektrycznej dla tych podmiotów. Według ankietowanych spółek dystrybucyjnych, mniej więcej połowa odbiorców uprawnionych ma poważne trudności płatnicze. Jest to efekt trwającej nadal transformacji gospodarki, co stanowi barierę strukturalną.

Ograniczenia dotyczące działalności przedsiębiorstw obrotu

Istniejące uregulowania dotyczące odbiorców końcowych uprawnionych do wyboru dostawcy utrudniają ich obsługę handlową przez spółki obrotu, gdyż system rozliczania jest zbyt skomplikowany. Istotnym problemem jest brak możliwości udziału przedsiębiorstw obrotu w Towarowej Giełdzie Energii. Wynika to pośrednio z zasad rynku bilansującego, które nie pozwalają na zgłaszanie przedsiębiorstwom obrotu niezbilansowanych umów sprzedaży energii (tzn. uczestniczenie w rynku bilansującym z tzw. otwartą pozycją kontraktową). Konsekwencją tych uregulowań jest brak możliwości bezpośredniego zgłaszania do OSP kontraktów zawartych między jednostkami grafиковymi spółek obrotu, co ogranicza udział przedsiębiorstw obrotu w rynku energii elektrycznej. Sprawa ta jest nadal przedmiotem analiz.

Praktyki monopolistyczne spółek dystrybucyjnych

Spółki dystrybucyjne stosują niejednokrotnie wobec odbiorców korzystających z TPA – w porównaniu z odbiorcami taryfowymi – swoiste szykany polegające na narzucaniu w nowych umowach przesyłowych postanowień wyraźnie niekorzystnych dla tych odbiorców. Dotyczy to m.in. braku zgody na zmianę mocy umownej w ciągu roku, bądź na sumowaniu mocy zamówionej w różnych punktach poboru, co jest stosowane dla odbiorców taryfowych. Przede wszystkim jednak prakty-

2) Pogląd ten jest kwestionowany zarówno przez operatora rynku bilansującego – PSE SA, jak i odbiorców uprawnionych. W przepisach Prawa energetycznego i rozporządzeń wykonawczych trudno znaleźć potwierdzenie tego wymagania.

kowe są wątpliwe prawnie upusty cenowe dla odbiorców taryfowych³⁾. W ten sposób spółki dystrybucyjne wywierają negatywną presję na odbiorców wyrażających zainteresowanie korzystaniem z TPA, chociaż sygnalizowane były też przypadki otwartych gróźb wypowiedzenia umowy sprzedaży energii.

Często także występują żądania od odbiorców przedkładania gwarancji bankowych jako zabezpieczenia rozliczeń na rynku bilansującym z tytułu przyszłych kosztów odchylenia, i to w wysokości odpowiadającej całkowitemu zapotrzebowaniu na energię, a nie przewidywanym odchyleniom. W aktualnej sytuacji finansowej wielu polskich zakładów dużego przemysłu jest to dodatkowe obciążenie zniechęcające do zmiany dostawcy.

Brak obowiązku zatwierdzania w taryfie stawki rozliczeniowej przez SD

Wskutek nieprecyzyjnych uregulowań prawnych, część spółek dystrybucyjnych nie miała w IV taryfie zatwierdzonej stawki opłaty rozliczeniowej. Zdarzały się przypadki zawyżania tej opłaty nawet kilkunastokrotnie w negocjacjach umów przesyłowych z odbiorcami uprawnionymi lub przedsiębiorstwami obrotu. W założeniach do V taryfy uwzględniony został wymóg kalkulowania tej stawki przez spółki dystrybucyjne.

Wnioski

Zgodnie z obowiązującym prawem (art. 8 ust. 1 Prawa energetycznego), na wniosek strony Prezes URE może rozstrzygać spory dotyczące ustalania warunków świadczenia usług przesyłowych. Niestety, widoczna jest generalna obawa odbiorców przed formalnym wystąpieniem o rozstrzygnięcie sporu, bowiem oznacza to otwarty konflikt ze spółką dystrybucyjną, do sieci której dani odbiorcy są fizycznie przyłączeni. W związku z tym odbiorcy nie decydują się na wystąpienie do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu, ograniczając się tym samym do ogólnego opisu sytuacji w pytaniach kierowanych do URE. Urząd ma więc trudności z uzyskaniem udokumentowanych przykładów patologicznych za-

chowań spółek dystrybucyjnych wobec odbiorców uprawnionych chcących skorzystać z zasady TPA, co utrudnia skuteczną kontrolę zachowań dystrybutorów i wpływa na opóźnienie rozwoju konkurencji na rynku energii. W związku z tym ograniczone są możliwości bezpośredniej interwencji lub arbitrażu organu regulacyjnego w konkretnych przypadkach.

Obecnie spółki dystrybucyjne wykorzystują regulamin rynku bilansującego jako pretekst do odmowy zawarcia umowy przesyłowej. Generalnie nie są one jeszcze przygotowane do pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej, które nastąpi za dwa i pół roku. Brak jest inicjatyw w kierunku budowania lokalnych rynków energii, czyli lokalnych obszarów bilansowania i regulacji oraz obszarów samobilansowania. Rynki lokalne nie muszą być tworzone na obszarach geograficznych, lecz powinny je tworzyć podmioty w nich uczestniczące, działające według reguł uczestnictwa – opracowanych i wdrożonych w zawartych umowach cywilnoprawnych.

Po 1 stycznia 2004 r. problemem wymagającym pilnego rozwiązania stanie się konieczność zagregowanego bilansowania odbiorców uprawnionych, bowiem absurdem będzie żądanie prognozowania zapotrzebowania przez pojedynczych odbiorców zużywających poniżej 1 MW na godzinę. Warto w tym miejscu podkreślić, że rynek bilansujący jest rynkiem hurtowym i bezpośredni w nim udział wszystkich odbiorców uprawnionych nie jest zasadny. Zwiększenie dokładności ofert wiąże się z komplikacją systemów informatycznych i dalszymi nakładami. Problem ten być może będzie rozwiązany poprzez tworzenie lokalnych centrów bilansowania. Niemniej, zwiększenie dokładności składania ofert będzie musiało być w przyszłości zapewnione.

Kwestia przenoszenia kosztów bilansowania odbiorców uprawnionych wymaga uregulowania w rozporządzeniach wykonawczych oraz opracowania metody weryfikacji tych kosztów w taryfach. Brak regulacji dotyczących skutków odchylenia wynikających z uczestnictwa przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem (w tym spółek dystrybucyjnych) w rynku bilansującym, dyskryminuje odbiorców korzystających z TPA. Tracą na tym również same spółki dystrybucyjne, bowiem niektórzy odbiorcy przemysłowi generują znacznie wyższe odchylenia energii rzeczywiste odebranej od prognozowanej, niż ma to miejsce w przypadku rozproszonych małych odbiorców taryfowych. Obecnie odbiorcy o nieprzewidywalnym poborze energii, którzy jako taryfowi nie ponoszą żadnego ryzyka cenowego związanego z generowanymi odchyleniami, stwarzają spółkom dystrybucyjnym problemy związane z prognozowaniem zapotrzebowania. Z kolei spółki dystrybucyjne, w przypadku odbiorców korzystających z zasady TPA, stosują rygorystyczne wymagania w zakresie pokrywania przez tych odbiorców całości kosztów odchylenia prognoz od zapotrzebowania, podczas gdy same ponoszą koszty odchylenia suma-

3) Ustalenie w umowie innych stawek niż zatwierdzone w taryfie może być jedynie następstwem wyższych lub niższych standardów jakościowych obsługi odbiorców w porównaniu do przyjętych w taryfie. Orzecznictwo sądowe nie wypracowało jednolitego poglądu co do charakteru cen energii w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach, ponieważ ustawodawca nie przewidział (art. 56 ust. 6) sankcji za stosowanie cen niższych od zatwierdzonych. Jednocześnie jednak przepis art. 56 ust. 5 wskazuje, że każda zmiana cen i stawek opłat w taryfie powinna być zatwierdzana przez Prezesa URE, niezależnie czy nastąpiło podwyższenie czy obniżenie ceny.

Ograniczenie dowolności cenowej polegającej na stosowaniu w podobnych umowach z osobami trzecimi niejednorodnych warunków umów wynika również m.in. z art. 8 ustawy z 15 grudnia 2000 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. Nr 122, poz. 1319).

rycznych wszystkich swoich odbiorców, które wzajemnie mogą się redukować. Kwestie te wymagają generalnego uregulowania.

Docelowo istnieje konieczność włączenia Prezesa URE w proces zatwierdzania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i Rozdzielczych, co sygnalizuje większość uczestników rynku. Konieczna jest bieżąca aktualizacja uregulowań prawnych i dokumentów regulujących zasady zakupu energii i usług przesyłowych wraz z procedurami integracji układów pomiarowych. Oczekuje się, że to Prezes URE będzie miał uprawnienie do zatwierdzania IRiESP i IRiESR,

w których określone będą standardy dotyczące układów pomiarowych odbiorców korzystających z TPA, z uwzględnieniem specyfiki poboru energii, w tym np. mocy przyłączeniowej i zamówionej, liczby punktów dostaw, wielkości zużycia oraz jego charakterystyki dobowej i sezonowej. Prace nad przygotowaniem nowelizacji zasad działania rynku energii elektrycznej zostały już podjęte.

*Opracowano
w Departamencie Promowania
Konkurencji URE*

MOŻLIWOŚCI ROZWOJU LOKALNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

dr Zdzisław Muras

Powstanie i sprawne funkcjonowanie każdego rynku, w tym także lokalnego rynku energii elektrycznej, uzależnione jest m.in. od odpowiedniego zakotwiczenia podstaw jego działania w obowiązującym prawie, przy czym samo pojęcie rynku jest tu wieloaspektowe i w energetyce nie jest używane w jego klasycznym znaczeniu. Powoduje to, że zanim zostaną omówione zagadnienia związane z możliwością tworzenia i funkcjonowania lokalnych rynków energii, koniecznym jest usystematyzowanie podstawowych pojęć dotyczących rynku energii jako takiego. W ostatnim czasie możemy bowiem zaobserwować znaczną aktywność różnych podmiotów nakierowaną na tworzenie i rozwój konkurencyjnych rynków energii o charakterze lokalnym. Przy czym, oprócz realizacji oczywistego celu, jakim jest stosowanie i wypełnianie obowiązków nałożonych przepisami prawa, obecnie zmierza się również do osiągania także innych celów, takich jak ochrona środowiska, czy pobudzenie rozwoju gospodarczego i ekonomicznego poszczególnych regionów. Uczestnicy lokalnego rynku energii zaczynają postrzegać wymogi wynikające z Prawa energetycznego i innych ustaw nie tylko jako obowiązki, które muszą być wypełnione pod groźbą różnego rodzaju sankcji, ale również jako możliwości rozwoju, które dzięki tym działaniom można osiągnąć.

Pojęcie lokalnego rynku energii elektrycznej

Tradycyjnie rynek jest definiowany jako miejsce zorganizowane instytucjonalnie, gdzie dokonywane są akty kupna i sprzedaży tworzonych dóbr – produktów i usług. Ponieważ jednak energia elektryczna jest bardzo charakterystycznym towarem, określenie mechanizmów rynku energii musi odbiegać od klasycznego ujęcia. Rynek energii elektrycznej charakteryzuje się bowiem koniecznością zapewnienia ciągłego i dokładnego

równoważenia zapotrzebowania popytu i podaży ze względu na brak możliwości nawet krótkoterminowego magazynowania. Rynek ten charakteryzuje się również małą elastycznością popytu w krótkim okresie czasu oraz łatwością monopolizacji rynku poprzez wykorzystanie specyficznych cech fizycznych działania systemu elektroenergetycznego. Abyśmy mieli przy tych wszystkich ograniczeniach do czynienia z działaniem na tym rynku mechanizmów konkurencji, musi się on charakteryzować odpowiednią liczbą uczestników, przejrzystością struktur i zasad funkcjonowania, równymi prawami uczestników, łatwym dostępem do informacji rynkowej, skuteczną kontrolą i zabezpieczeniem przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję. Ponadto nie mogą istnieć bariery dostępu do tego rynku dla poszczególnych potencjalnych jego uczestników oraz muszą być dostępne wysoko wydajne technologie¹⁾.

W swej istocie tak opisany rynek składa się z dwu segmentów, tj. rynku systemowego i rynku lokalnego. Rynek systemowy energii elektrycznej jest częścią rynku energii, w której handel energią (hurtowy lub systemowy) odbywa się w obrębie sieci przesyłowej. Natomiast próbując określić zakres rynku lokalnego, w uproszczeniu można wskazać, że jest to ta część rynku energii, w której handel energią (detaliczny) jest dokonywany w obrębie sieci rozdzielczych. Powstanie tego segmentu rynku w Polsce umożliwiła restruktury-

1) Te kryteria, jako kryteria rynku konkurencyjnego zostały zawarte w stanowisku Prezesa URE z 30 czerwca 2000 r. w sprawie kryteriów uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny, natomiast od 1 stycznia 2003 r. stanowią one kryteria działania w warunkach konkurencji, o których stanowi art. 49 ust. 3 Prawa energetycznego.

zacja energetyki polegająca przede wszystkim na organizacyjnym rozdeleniu działalności związanej z siecią przesyłową od działalności na sieciach dystrybucyjnych.

Należy jednocześnie pamiętać, że lokalny rynek energii elektrycznej nie działa w „enklawie” i to zasadniczo wyróżnia go od lokalnego rynku ciepła, ponieważ ten ostatni jest co do zasady rynkiem izolowanym, z założenia obejmującym tylko określone obszary. Natomiast lokalny rynek energii elektrycznej nigdy nie jest oderwany od krajowego systemu elektroenergetycznego (musiałoby bowiem nastąpić rozłączenia sieci), dlatego jest obszarem identyfikowanym przede wszystkim poprzez zawarte umowy, głównie zaś umowy sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych. Obszar rynku lokalnego nie jest określony ani przepisami Prawa energetycznego, ani żadnego rodzaju koncepcją. Granice tego rynku na różnych poziomach napięć mogą przebiegać w różnych miejscach i mogą się zmieniać wraz z zawieraniem nowych umów. Mają więc charakter dynamiczny. Podmioty gospodarcze uczestniczące w hurtowym obrocie energią elektryczną mogą zawierać umowy kupna-sprzedaży na dowolnym rynku lokalnym. Istnieje także możliwość zawierania kontraktów pomiędzy podmiotami funkcjonującymi na różnych rynkach lokalnych. W przypadku zawarcia umowy na rynku lokalnym strony stają się automatycznie uczestnikami tego rynku, tam też ma miejsce sprzedaż bezpośrednia na warunkach taryfowych. Obszar rynku lokalnego może być określony w obrębie struktury spółek dystrybucyjnych, m.in. dla celów regulacji przepływów energii na jego liniach granicznych.

Rynek energii elektrycznej może być także traktowany jako pewien obszar wspólnego bilansowania i świadczenia usług regulacyjnych w ramach systemu elektroenergetycznego. Przy takim ujęciu rynku energii należy podkreślić fakt, że rynki: systemowy i lokalne wzajemnie się przenikają i są ze sobą ściśle powiązane. Dlatego niezbędne jest zawarcie odpowiednich umów z operatorem systemu przesyłowego zapewniających współpracę z rynkiem systemowym, w tym dostęp do Rynku Bilansującego prowadzonego przez OSP²⁾. Tym bardziej konieczne jest precyzyjne określenie kryteriów tworzenia rynków lokalnych.

Operator lokalnego rynku energii elektrycznej

Optymalizowanie realizacji kontraktów związanych z obrotem energią i zapewnienie bezpiecznej pracy systemu wymaga istnienia operatora lokalnego rynku energii, który nie koniecznie musi być jednocześnie operatorem systemu rozdzielczego. W sytuacji zagrożeń bezpieczeństwa lub innych istotnych zmian na rynku energii, musi on podejmować decyzje, których konsekwencjami są zarówno efekty ekonomiczne, jak

i techniczne. Zatem w celu umożliwienia operatorom rynków lokalnych podejmowanie optymalnych decyzji w trakcie prowadzenia gry rynkowej niezbędne staje się wyposażenie centrów operatorskich w zaawansowane systemy pomiarowe i teleinformatyczne.

Możemy tu także wyróżnić pewne obszary wspólnego bilansowania określonego „autonomicznego” obszaru, którego zasięg będzie obejmował zasadniczo operatora systemu rozdzielczego lub innego regionalnego operatora – handlowo-technicznego. Należy bowiem pamiętać, że odbiorca uprawniony, który chce korzystać z przysługującego mu uprawnienia dostępu do sieci, a nie chce samodzielnie dokonywać bilansowania swego zapotrzebowania, może także zawrzeć umowę o realizację takiej usługi np. ze spółką dystrybucyjną, do sieci której jest przyłączony, albo z innym operatorem handlowo-technicznym posiadającym stosowne urządzenia teleinformatyczne, mogące zapewnić tego rodzaju obsługę. Jeżeli dodatkowo przyjmujemy, że na tym rynku powinni działać także agregatorzy ofert składanych zarówno przez wytwórców, jak i odbiorców zlokalizowanych na danym terenie, to możemy określić również taki regionalny obszar wspólnego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Stworzenie takiego obszaru samobilansowania pozwoli na zmniejszenie wolumenu energii na systemowym rynku bilansującym, co ograniczy możliwości nadużywania jego mechanizmów do osiągnięcia nieuzasadnionych korzyści. Operator tak rozumianego rynku lokalnego (autonomicznego obszaru bilansowania) będzie lepiej zorientowany w lokalnych potrzebach i możliwościach ich zaspokojenia, co umożliwi mu optymalizację wykorzystania lokalnych zasobów, trudną do przeprowadzenia na poziomie OSP.

Odbiorcy na lokalnym rynku energii elektrycznej

Czynnikiem umożliwiającym rozwój rynków energii jest także sprawne funkcjonowanie i praktyczne wykorzystywanie przez uprawnione podmioty tzw. dostępu stron trzecich do sieci, określanego w skrócie TPA (z angielskiego *Third Party Access*), opisanego w art. 4 ust. 2 i 3 Prawa energetycznego. Jest to uprawnienie niezwykle istotne, ponieważ umożliwia rozbijanie monopolu przedsiębiorstw przesyłowych w dostępie do sieci.

Decyzja o korzystaniu z TPA, czyli uczestnictwie w rynku należy, co do zasady, do odbiorców, z wyjątkiem okresu przejściowego do 1 stycznia 2006 r., w którym obowiązuje harmonogram upoważnienia do korzystania z TPA.

Realizacja zasady TPA, słusznej w swych założeniach i zmierzającej do rozwijania konkurencji na rynku mediów energetycznych, od samego początku napotykała na pewne trudności związane z jej wdrożeniem. Bariery wdrożenia w życie tej zasady były i są przedmiotem zainteresowań ze strony Prezesa URE, a do najważniejszych z nich, zidentyfikowanych w elektroenergetyce, należą:

2) Na razie nie precyzuję, kto powinien być stroną tych umów – poszczególni uczestnicy rynku lokalnego, czy tylko działający w ich imieniu operator rynku lokalnego.

- 1) brak przepisów określających udział odbiorców pozataryfowych w obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem,
- 2) finansowanie grup taryfowych G, obejmujących odbiorców bytowo-komunalnych, przez grupy taryfowe odbiorców przemysłowych, wynikające z przepisów prawnych dotyczących dopuszczalnego poziomu wzrostu cen i stawek opłat dla odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G,
- 3) bezpośrednie przenoszenie przez spółki dystrybucyjne obciążeń wynikających z rozchylenia cen na rynku bilansującym na odbiorców uprawnionych korzystających i stawianie bardzo ostrych warunków dotyczących opomiarowania,
- 4) trudności płatnicze u znacznej liczby odbiorców uprawnionych, powodujące problemy w znalezieniu dostawców innych niż dotychczasowe spółki dystrybucyjne.

Biorąc pod uwagę, że już za niespełna dwa i pół roku dostęp do rynku będzie powszechny ze względu na to, że każdy uzyska takie prawo, niezmiernie istotnym elementem rozwoju lokalnych rynków energii elektrycznej musi stać się rozwój usług przedsiębiorstw obrotu agregujących oferty. Działalność takich przedsiębiorstw powinna znakomicie ułatwić korzystanie z zasady TPA przez mniejsze podmioty. Wymaga to jednak czasu na opanowanie tego typu procedur, dlatego należy wykorzystać te dwa i pół roku na opracowanie odpowiednich uregulowań prawnych i wsparcie tego rodzaju inicjatyw. Obecnie możemy bowiem zaobserwować pewną niechęć uprawnionych odbiorców do korzystania z TPA, która jest spowodowana koniecznością podjęcia ryzyka związanego z kształtowaniem „koszyka zakupów”, koniecznością tworzenia grafików dobowo-godzinowych oraz ponoszeniem kosztów własnych odchyień w stosunku do prognozy na Rynku Bilansującym. W przypadku źle skonstruowanego grafiku koszty bilansowania mogą przekroczyć korzyści płynące z bezpośredniego zakupu energii. Korzystanie z tego uprawnienia jest odpłatne dla odbiorców, którzy mają dobrze określone profile zapotrzebowania na energię elektryczną i specyfika ich działalności pozwala na dokładne planowanie zużycia energii. Czerpanie korzyści w warunkach rynkowych wymaga dyscypliny i jest obarczone ryzykiem. Dlatego wielu odbiorców uprawnionych pozostaje odbiorcami taryfowymi spółek dystrybucyjnych, ponieważ w taryfach spółek mają oni dokładnie określone ceny zakupu energii, a bilansowanie ich odchyień od grafików jest składową odchyłką wszystkich odbiorców spółki dystrybucyjnej.

Inne podmioty na lokalnym rynku energii elektrycznej

Uczestnikami lokalnego rynku energii, oprócz spółek dystrybucyjnych i odbiorców, mogą być także elektrociepłownie zawodowe, elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe i komunalne, małe elektrownie

wodne, małe elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii, małe elektrownie gazowe. Uczestnikami tego rynku stają się również tzw. przedsiębiorstwa infrastrukturalne i usług dodanych (przedsiębiorstwa multienergetyczne). Przedsiębiorstwo multienergetyczne jest to przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną, ciepłem a nawet gazem na terenie gminy lub miasta (stosownie związku gmin lub miast)³⁾. Przedsiębiorstwa te mogą wykorzystywać zarówno już istniejące struktury zaopatrzenia danego obszaru w media energetyczne jak i mogą tworzyć własną nową infrastrukturę, co jest jednak przedsięwzięciem bardzo kosztownym. W ramach rozwoju lokalnych rynków nośników energetycznych powstają także koncepcje tworzenia tzw. parków energetycznych, opartych na wykorzystaniu energii uzyskiwanej z kogeneracji (np. małe turbiny gazowe lub zasilane gazem silniki spalinowe). Założeniem powstania i funkcjonowania tego rodzaju parków jest zapewnienie wszystkich rodzajów mediów energetycznych dla pewnego wydzielonego obszaru. Wskazane inicjatywy są ponadto zazwyczaj łączone, ze wskazaniem wymiernych zysków, jakie dają one w odniesieniu do środowiska naturalnego, pozwalają bowiem ograniczyć jego zanieczyszczenie.

Można podkreślić, że rozwiązania te mają swą praktyczną stronę, ponieważ przy wykorzystaniu źródeł generacji rozproszonej nie ma potrzeby przesyłania energii elektrycznej na znaczne odległości. Należy jednak pamiętać, że tworzenie nowych mocy wytwórczych (budowa nowych źródeł) ma racje bytu tylko w sytuacji, gdy zwiększa się zapotrzebowanie na energię. Wówczas istnieje realna możliwość wykorzystania nowych źródeł wytwórczych a nie tylko mocy „odtworzeniowych”. Można jednak na tę kwestię spojrzeć również od strony celów, które mają być osiągnięte. Jeżeli takim celem jest ochrona środowiska, to należy podkreślić, że przy nowoczesnych technologiach zasadne jest założenie, że nowoczesne źródła powodują znaczne zmniejszenie emisji. Ponadto idea tego typu przedsięwzięć zaczyna nabierać interesującego kształtu, jeżeli dodatkowym celem jest rozwój konkurencji. Przy wdrażaniu tego rodzaju rozwiązań niezbędne jest jednak uruchomienie odpowiednich mechanizmów pomocy państwa lub zaangażowanie się w promocję tych źródeł samorządów gminnych. Prosty system przenoszenia na odbiorcę końcowego kosztów takiej inwestycji może przynieść skutek odwrotny od zamierzonego, czyli wzrost cen dla odbiorców końcowych i dalsze ograniczanie zapotrzebowania na energię. Należy też mieć na względzie problem tzw. kosztów osieroconych dla generacji zawodowej.

3) Zob. Bogumił Dudek, Marek Kulesa, *Przedsiębiorstwa infrastrukturalne i usług dodanych w gminach* (materiał udostępniony na stronach CIRE).

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 31.05.2003 r.)

| Siedziba Oddziału Terenowego URE | Nazwa przedsiębiorstwa | Podwyżka w % |
|---|---|---|
| Warszawa | PUHP KALOR SC – Błonie | 10,72 |
| | Przedsiębiorstwo Produkcji, Usług i Handlu KROTON Sp. z o.o. – Radom | 2,50 |
| | PPH LUXREMONT Sp. z o.o. – Mińsk Mazowiecki | 5,50 |
| | Kotłownia w Wyszogrodzie – Wyszogród | - 14,52 |
| | Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Karczew | 3,50 |
| | Elektrociepłownia w Winnicy – Winnica | 2,54 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Płońsku Sp. z o.o. – Płońsk | 3,57 |
| | Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ostrołęka | 2,47 |
| | PBIESC „EKOKALORIA – ENERGETYKA I” Sp. z o.o. – Lipsko | 8,27 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Nowym Dworze Mazowieckim | 3,42 |
| | VT-ENERGO Sp. z o.o. – Kopytkowo | 4,63 |
| | VT-ENERGO Sp. z o.o. – Sztutowo | 4,84 |
| | Szczecin | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Drezdenko |
| ENERGOTECH – 2 Sp. z o.o. – Świnoujście | | 5,87 |
| Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Goleniów | | 0,78 |
| Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Łobez) – Łobez | | 1,09 |
| Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Słubice | | - 1,73 |
| Elektrociepłownia Zielona Góra SA – Zielona Góra | | 1,05 |
| Arctic Paper Kostrzyn SA – Kostrzyn n/O | | - 3,28 |
| Gdańsk | Lubawska Spółka Komunalna Sp. z o.o. (poprzednio: Miasto Lubawa) – Lubawa | 6,81 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Miastko) – Miastko | 2,65 |
| | Stocznia Marynarki Wojennej – Gdynia | - 0,61 |
| | Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Olsztynek) – Olsztynek | 7,45 |
| | Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdynia | 1,12 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tczew | 7,53 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Malbork | - 0,38 |
| | Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Iława | - 0,20 |
| | Miejski Zakład Komunalny – Miasto Nowe Miasto Lubawskie | 7,89 |
| GOREX Sp. z o.o. – Górowo Iławeckie | 5,96 | |
| Poznań | SUGARPOL (Toruń) Sp. z o.o. – Toruń | 1,84 |
| | TOFAMA SA – Toruń* | - |
| | Zakład Gospodarki Komunalnej w Mogilnie – Mogilno | 6,02 |
| | PECTOR SC – Toruń | - 1,53 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Strzelno) – Strzelno | 2,23 |
| | Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Sępólno Krajeńskie | 3,51 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Inowrocław | 4,52 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Środa Wlkp. | - 1,49 |
| | Energooptim Bartkowiak, Cichy, Trawiński Spółka Jawna – Poznań | - 2,27 |
| | Jarocińskie Fabryki Mebli SA – Jarocin | 3,49 |
| | Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bydgoszcz | - 1,10 |
| | Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA – Bydgoszcz | 1,90 |
| | METRON – TERM Sp. z o.o. – Toruń | 1,89 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Konin Sp. z o.o. – Konin | 5,20 |
| | Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA – Poznań | 1,79 |
| Elektrociepłownia Kalisz – Piwonice SA – Kalisz | - 0,01 | |
| Gostyńska Spółdzielnia Mieszkaniowa – Gostyń | 3,50 | |
| Lublin | Zakłady Naprawcze Taboru Kolejowego SA – Łapy | 9,81 |
| | Fabryka Łożysk Tocznych – Kraśnik SA – Kraśnik | 2,19 |
| | PW ATEX Sp. z o.o. – Zamość | 3,12 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Suwalki | 0,55 |

| | | |
|-----------------|--|---------|
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Sokółce Sp. z o.o. – Sokółka | 2,23 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Lublinie | 0,58 |
| | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Janów Lubelski | 5,60 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej GIGA Sp. z o.o. – Augustów | 1,92 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Hajnówka | 1,41 |
| | Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Puławy | 2,88 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Hrubieszów) – Hrubieszów | - 12,82 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Dęblinie | 2,95 |
| | Zakłady Mięsne „Łmeat – Łuków” SA – Łuków | 1,98 |
| | Cukrownia Werbkowice SA – Werbkowice**) | 36,30 |
| | Zakłady Usług Technicznych „FASTY” – Białystok | 6,27 |
| Łódź | Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Żychlin) – Żychlin | 1,49 |
| | Kopalnia Węgla Brunatnego BEŁCHATÓW – Bełchatów | - 4,13 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto i Gmina Końskie) – Końskie | 1,23 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Łodzi | - 5,12 |
| | Zakład Komunalny KLESZCZÓW Sp. z o.o. (dawniej: Gmina Kleszczów) – Kleszczów | 1,48 |
| | Spółdzielnia Mieszkaniowa PRZODOWNIK – Tomaszów Mazowiecki | 8,24 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brzeziny | 1,51 |
| | Zakład Gospodarki Mieszkaniowej (Gmina Koluszki) – Koluszki | 9,65 |
| | Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Suchedniów) – Suchedniów | 19,90 |
| | PROSPAN SA – Wieruszów | 6,90 |
| | Ozorkowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Ozorków | 2,71 |
| | Elektrownia Bełchatów SA – Bełchatów | 0,94 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Starachowice | 1,84 |
| | Komunalny Związek Ciepłownictwa PONIDZIE – Busko Zdrój | 1,90 |
| | Elektrociepłownia Kielce Sp. z o.o. – Kielce | 2,02 |
| | Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Energetyki Ciepłej (Miasto i Gmina Chmielnik) – Chmielnik | 1,37 |
| | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Opatów | 1,40 |
| Wrocław | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Kamienna Góra | 8,67 |
| | Przedsiębiorstwo Produkcji Ogrodniczej Siechnice Sp. z o.o. – Siechnice****) | 91,41 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej w Górze – Góra | 2,90 |
| | Spółdzielnia Mieszkaniowa w Bielawie – Bielawa*****) | - |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Bogatynia | 1,95 |
| | Kombinat Rolny Kietrz Sp. z o.o. – Kietrz | 4,30 |
| | PHU Termo-Instal Wiesław Kucab – Klodzko | 2,41 |
| | ENMA Sp. z o.o. – Ozimek | 1,71 |
| | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Ozimek | - 6,18 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Wałbrzych | 1,44 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław SA – Wrocław | 7,13 |
| | KGHM POLSKA MIEDŹ SA – Lubin | 10,10 |
| | Dolnośląski Zakład Termoeenergetyczny SA – Wałbrzych | 1,91 |
| | ZPB BIELBAW SA – Bielawa | 2,32 |
| | Zakład Gospodarki Komunalnej ZAW – KOM Sp. z o.o. – Zawadzkie | - 0,50 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Namysłów | 1,56 |
| | CUKROWNIA WRÓBLIN SA – Lewin Brzeski | 3,08 |
| Katowice | Huta Buczek SA – Sosnowiec | - 4,07 |
| | Instalacje Basista Spółka Jawna – Rybnik | - 16,94 |
| | Rejonowa Spółka Ciepłownicza Sp. z o.o. – Bytom | 1,79 |
| | Zarząd Inwestycji Śląskiej Akademii Medycznej – Katowice | - 8,55 |
| | ERG – Bieruń SA – Bieruń | - 9,30 |
| | Konieczpolskie Zakłady Płyt Piłśniowych SA – Koniecpol | 19,60 |
| | Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o. – Pszczyna | 12,76 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Piekary Śląskie | - 0,11 |
| | STRADOM SA – Częstochowa | 1,05 |
| | Magneti Marelli Poland SA – Sosnowiec | - 1,30 |

| | | |
|---------------|---|--------|
| | EKOTERM Sp. z o.o. – Bieruń | 2,02 |
| | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe ENCo Sp. z o.o. – Bytom | 10,80 |
| | TERMA – DOM Sp. z o.o. – Zabrze | - 0,30 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Katowice | 1,13 |
| | MIFAMA SA – Mikołów | - 4,30 |
| | ELEKTROBUDOWA SA – Katowice | - 0,16 |
| | Zakład Energetyczny Częstochowa SA – Częstochowa | - 5,44 |
| | Przedsiębiorstwo Inżynierii Miejskiej Sp. z o.o. (dawniej: Zakład Usług Komunalnych – Miasto Czechowice – Dziedzice) – Czechowice – Dziedzice | 0,00 |
| | PPUH ENERGOMEDIA Sp. z o.o. – Zawiercie | - 3,30 |
| Kraków | EKP Sp. z o.o. – Klucze | - 2,93 |
| | Firma Oponiarska DĘBICA SA – Dębica | - 0,21 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Nowy Sącz | - 0,40 |
| | Elektrociepłownia Rzeszów SA – Rzeszów | - 2,24 |
| | Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Sanok | - 1,06 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Ropczyce | 2,55 |
| | Zakład Usług Komunalnych ENERGOKOM Sp. z o.o. (dawniej: Elektrociepłownia – Rakszawa /Gmina Rakszawa/) – Rakszawa | 6,99 |
| | Zakłady Mięsne w Dębicy SA – Dębica | 7,46 |

- *) I taryfa dla przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie obrotu ciepłem.
- **) Zarówno średnia wskaźnikowa cena ciepła, jak i średnia wskaźnikowa stawka opłat za usługi przesyłowe na niskim poziomie (I taryfa).
- ***) Wzrost dotyczy wyłącznie średniej wskaźnikowej stawki opłaty za usługi przesyłowe, której poziom jest niski.
- ****) I taryfa dla nowego przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła.

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 31.05.2003 r.)

| Siedziba Oddziału Terenowego URE | Nazwa przedsiębiorstwa | Data odmowy |
|----------------------------------|--|-------------|
| Warszawa | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Terenowy w Legionowie | 24.04.2003 |
| Poznań | EKOREM Przedsiębiorstwo Inwestycyjno-Ciepłownicze Sp. z o.o. – Włocławek | 21.03.2003 |
| Wrocław | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław SA | 4.02.2003 |
| Katowice | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe ENCo Sp. z o.o. – Bytom | 20.03.2003 |
| | Zakład Odmetanowania Kopalń ZOK II Sp. z o.o. – Rybnik | 2.04.2003 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Katowice | 2.04.2003 |
| | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH” Sp. z o.o. – Sosnowiec | 4.04.2003 |
| | Elektrociepłownia Zabrze SA – Zabrze | 14.05.2003 |
| Kraków | FUM KAMAX SA – Kańczuga | 31.03.2003 |
| | RAF – ENERGIA Sp. z o.o. – Jedlicze | 15.04.2003 |

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 16.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|----|--|-----------------|
| 1 | Nowoczesne Produkty Aluminiowe „SKAWINA” Sp. z o.o. | 28.02.2003 r. |
| 2 | Zarząd Morskich Portów Szczecin – Świnoujście SA | 28.02.2003 r. |
| 3 | Zakłady Mechaniczne „Bumar – Łabędy” SA | 28.02.2003 r. |
| 4 | URSUS – MEDIA Sp. z o.o. | 28.02.2003 r. |
| 5 | Carbon Black Polska Sp. z o.o. | 18.03.2003 r. |
| 6 | Przedsiębiorstwo Górnicze „Demex” Sp. z o.o. | 18.03.2003 r. |
| 7 | Firma Handlowo-Produkcyjno-Usługowa „KEM” | 28.03.2003 r. |
| 8 | Zakłady Azotowe „Puławy” SA | 31.03.2003 r. |
| 9 | Huta Metali Nieżelaznych „SZOPIENICE” SA | 18.04.2003 r. |
| 10 | Fabryka Maszyn Rolniczych „PILMET” SA | 18.04.2003 r. |
| 11 | Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA | 5.05.2003 r. |
| 12 | Fabryka Maszyn Budowlanych i Lokomotyw „BUMAR – FABLOK” SA | 5.05.2003 r. |
| 13 | Firma Oponiarska DĘBICA SA | 5.05.2003 r. |
| 14 | Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA | 27.05.2003 r. |
| 15 | Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA | 5.06.2003 r. |
| 16 | „Elektrociepłownia Kalisz – Piwonice” SA | 5.06.2003 r. |
| 17 | Elektrociepłownie Warszawskie SA | 5.06.2003 r. |
| 18 | Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA | 10.06.2003 r. |
| 19 | Elektrociepłownia Białystok SA | 10.06.2003 r. |
| 20 | Elektrociepłownia „Kraków” SA | 10.06.2003 r. |
| 21 | „ENERGOMEDIA” Sp. z o.o. | 10.06.2003 r. |
| 22 | Zespół Elektrociepłowni w Łodzi SA | 10.06.2003 r. |
| 23 | Elektrociepłownia „GIGA” Sp. z o.o. | 16.06.2003 r. |
| 24 | Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA | 16.06.2003 r. |
| 25 | Zespół Elektrowni Ostrołęka SA | 16.06.2003 r. |
| 26 | Zespół Elektrowni Dolna Odra SA | 16.06.2003 r. |
| 27 | BESKIDZKA ENERGETYKA SA | 16.06.2003 r. |
| 28 | Zakład Energetyczny Kraków SA | 16.06.2003 r. |
| 29 | Zakład Energetyczny SA w Olsztynie | 16.06.2003 r. |
| 30 | Rzeszowski Zakład Energetyczny SA | 16.06.2003 r. |
| 31 | ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna SA | 16.06.2003 r. |
| 32 | Elbląskie Zakłady Energetyczne SA | 16.06.2003 r. |
| 33 | Zakład Energetyczny Tarnów SA | 16.06.2003 r. |
| 34 | Zakład Energetyczny Wałbrzych SA | 16.06.2003 r. |
| 35 | Energetyka Kaliska SA | 16.06.2003 r. |
| 36 | Zakład Energetyczny Opole SA | 16.06.2003 r. |
| 37 | Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA | 16.06.2003 r. |
| 38 | Elektrociepłownie Wybrzeże SA | 16.06.2003 r. |
| 39 | Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. | 16.06.2003 r. |
| 40 | Elektrociepłownia „Będzin” SA | 16.06.2003 r. |
| 41 | Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA | 16.06.2003 r. |
| 42 | STOEN SA | 16.06.2003 r. |
| 43 | Zakład Energetyczny Koszalin SA | 16.06.2003 r. |
| 44 | Górnos Śląski Zakład Elektroenergetyczny SA | 16.06.2003 r. |
| 45 | Zakład Energetyczny Wrocław SA | 16.06.2003 r. |
| 46 | Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA | 16.06.2003 r. |
| 47 | Zakład Energetyczny Legnica SA | 16.06.2003 r. |
| 48 | Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA | 16.06.2003 r. |
| 49 | Zamojska Korporacja Energetyczna SA | 16.06.2003 r. |

| | | |
|----|---|---------------|
| 50 | Zakład Energetyczny Białystok SA | 16.06.2003 r. |
| 51 | Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA | 16.06.2003 r. |
| 52 | Zakład Energetyczny Słupsk SA | 16.06.2003 r. |
| 53 | Grupa Energetyczna ENEA SA | 16.06.2003 r. |
| 54 | Zakład Energetyczny Toruń SA | 16.06.2003 r. |
| 55 | Zakład Energetyczny Częstochowa SA | 16.06.2003 r. |
| 56 | Łódzki Zakład Energetyczny SA | 16.06.2003 r. |
| 57 | Lubelskie Zakłady Energetyczne SA | 16.06.2003 r. |
| 58 | Zakład Energetyczny Jelenia Góra SA | 16.06.2003 r. |
| 59 | Zakład Energetyczny Płock SA | 16.06.2003 r. |

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 16.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|----|---|-----------------|
| 1 | ENERGOSERWIS KLESZCZÓW Sp. z o.o. | 28.02.2003 r. |
| 2 | Zarząd Morskiego Portu Gdańsk SA | 18.03.2002 r. |
| 3 | Elektrownia Turów SA | 28.03.2003 r. |
| 4 | Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA | 31.03.2003 r. |
| 5 | Zakład Energetyczny Toruń SA | 18.04.2003 r. |
| 6 | „ENMECH” Sp. z o.o. | 18.04.2003 r. |
| 7 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej i Gospodarki Wodno-Ściekowej „ENWOS” Sp. z o.o. | 18.04.2003 r. |
| 8 | Elektrociepłownia Lublin – Wrotków Sp. z o.o. | 5.06.2003 r. |
| 9 | Elektrociepłownia Chorzów Elcho Sp. z o.o. | 10.06.2003 r. |
| 10 | Południowy Koncern Energetyczny SA | 10.06.2003 r. |
| 11 | Przedsiębiorstwo Energetyczne Megawat Sp. z o.o. | 10.06.2003 r. |
| 12 | Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o. | 16.06.2003 r. |
| 13 | Elektrociepłownia Zabrze SA | 16.06.2003 r. |

Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych
w taryfie dla energii elektrycznej
(stan na 10.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|----|--------------------------|-----------------|
| 1 | „ENERGOMEDIA” Sp. z o.o. | 10.06.2003 r. |

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych
(stan na 10.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|----|--|-----------------|
| 1 | Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA | 28.02.2003 r. |
| 2 | Huta Batory SA | 18.03.2003 r. |
| 3 | „URSUS MEDIA” Sp. z o.o. | 28.03.2003 r. |
| 4 | Nowoczesne Produkty Aluminiowe „SKAWINA” Sp. z o.o. | 31.03.2003 r. |
| 5 | Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. | 18.04.2003 r. |
| 6 | BOL-THERM Sp. z o.o. | 27.05.2003 r. |
| 7 | Energomedia Sp. z o.o. | 10.06.2003 r. |

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych
(stan na 10.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|----|--------------------------------------|-----------------|
| 1 | KRI Sp. z o.o. | 18.04.2003 r. |
| 2 | HSW – Zakład Energetyczny Sp. z o.o. | 10.06.2003 r. |

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych
(stan na 10.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|----|------------------------|-----------------|
| 1 | EKOENERGIZ SA | 18.03.2003 r. |

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych
w taryfie dla paliw gazowych**
(stan na 10.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|----|--|-----------------|
| 1 | Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA | 28.02.2003 r. |
| 2 | „URSUS MEDIA” Sp. z o.o. | 28.03.2003 r. |
| 3 | Nowoczesne Produkty Aluminiowe „SKAWINA” Sp. z o.o. | 31.03.2003 r. |
| 4 | Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. | 18.04.2003 r. |
| 5 | BOL-THERM Sp. z o.o. | 27.05.2003 r. |
| 6 | Energomedia Sp. z o.o. | 10.06.2003 r. |

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU

(stan na 11.06.2003 r.)

Opc – obrót paliwami ciekłymi

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres |
|----|---|--|
| 1 | Elwira Ptasieńska – Przedsiębiorstwo Handlowe „PEF” | 02-679 Warszawa, ul. Modzelewskiego 60a/23 |
| 2 | Rozalia Lachowska, Feliks Lachowski – Stacja Paliw i Mała Gastronomia „FRAL-RELAKS” | 59-704 Brzeźnik |
| 3 | ARVAL SERVICE LEASE POLSKA Sp. z o.o. | 02-627 Warszawa, ul. Domaniewska 41 |
| 4 | PETROL M. Jastrzębski, J. Krawczyk, J. Marecik Spółka Jawna | 32-731 Żegocina, Łąka 46 |
| 5 | KOMA OIL Stacja Paliw Kozak Krzysztof, Madejek Jan Spółka Jawna | 20-433 Lublin, ul. Melgiewska 39 |
| 6 | OKTAN B. i R. Brzescy – Spółka Jawna | 83-334 Miechucino, ul. Kartuska 51 |
| 7 | DULCET Spółka Jawna | 86-070 Dąbrowa Chełmińska, Strzyżawa |
| 8 | Ryszard Kowalski – Stacja Paliw „KRISTAL” | 99-400 Łowicz, ul. Ikara 15 |
| 9 | ŁUKASIK I SPÓŁKA – PETROEL SPÓŁKA JAWNA | 59-900 Zgorzelec, ul. Łużycka 87 |
| 10 | Eugeniusz Wański – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe ROLTANK | 64-212 Siedlec, Żodyń, ul. Główna 56 |

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Rodzaj działalności |
|----|---|---|---------------------|
| 1 | Entrade Poland Sp. z o.o. | 00-052 Warszawa, ul. Mazowiecka 13 | Oee |
| 2 | „EEZ” Sp. z o.o. | 00-839 Warszawa, ul. Towarowa 7a | Oee |
| 3 | „EPPN” Sp. z o.o. | 00-839 Warszawa, ul. Towarowa 7a | Oee |
| 4 | „ENERGIA-ECO” Sp. z o.o. | 00-839 Warszawa, ul. Towarowa 7a | Wee |
| 5 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe PETRO-VENTA Dyzio Marek, Chodyna Grzegorz Spółka Jawna | 01-158 Warszawa, ul. Agawy 6/1 | Opc |
| 6 | PORT Sp. z o.o. | 01-943 Warszawa, ul. Arkuszowa 22 | Opc |
| 7 | PETRO-CHEM TRADE Sp. z o.o. | 01-969 Warszawa, ul. Pułkowa 37 | Opc |
| 8 | PKP Cargo SA | 02-021 Warszawa, ul. Grójecka 17 | Wcc |
| 9 | DELTA-GAZ Sp. z o.o. | 02-095 Łomianki, ul. Sierakowska 39 | Opc |
| 10 | SKALAR TRADING Sp. z o.o. | 02-223 Warszawa, ul. Wagonowa 17/19 | Opc |
| 11 | ABB Sp. z o.o. | 02-366 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. nr 18 | Occ, Pee, Oee |
| 12 | PAWTRANS Sp. z o.o. | 02-456 Warszawa, ul. Czereśniowa 98/334 | Mpc |
| 13 | VITAL GAZ Sp. z o.o. | 02-507 Warszawa, ul. Czerniowiecka 2 B | Opc |
| 14 | ARVAL SERVICE LEASE POLSKA Sp. z o.o. | 02-627 Warszawa, ul. Domaniewska 41 | Opc |
| 15 | Polish Gas Company Sp. z o.o. | 02-923 Warszawa, ul. Kołobrzaska 33 | Opc |
| 16 | Informatyka, Inżynieria, Telekomunikacja-Polska-2IT-Polska Sp. z o.o. | 03-450 Warszawa, ul. Ratuszowa 11 | Oee |
| 17 | CARREFOUR Polska Sp. z o.o. | 03-734 Warszawa, ul. Targowa 72 | Opc |
| 18 | INWESTYCJE KAPITAŁOWE SA | 03-801 Warszawa, ul. Zamoyskiego 53/1 | Wpc |
| 19 | Jerzy Troszczyński – „ART.-RAFIX” Firma Handlowo-Uslugowa | 05-080 Izabelin, ul. Leśna 12 | Opc |
| 20 | TANK-OIL Sp. z o.o. | 05-082 Stare Babice, ul. Kresowa 1 | Opc |
| 21 | Arkadiusz Łukawski | 05-088 Brochów, Hilarów 14 | Opc |
| 22 | Sławomir Zaręba – PETROENERGIA | 05-100 Jabłonna, ul. Chotomowska 5 | Opc |
| 23 | Kolgard-Oil Sp. z o.o. | 05-220 Zielonka, ul. Podleśna 7 | Wpc |
| 24 | SCHIEVER POLSKA Sp. z o.o. | 05-500 Piaseczno, ul. Techniczna 2 H | Opc |

KONCESJE

Koncesje na wniospek

| | | | |
|----|---|---|----------|
| 25 | Czesław Szczerba, Grzegorz Nieścior – „LUX-MOTOR-OIL” SC | 06–100 Pułtusk, ul. Białowiejska 17 | Opc |
| 26 | Przedsiębiorstwo Robót Drogowo-Mostowych MIKST Sp. z o.o. | 07–100 Węgrów, ul. Gdańska 69A | Opc |
| 27 | PPHU „WAKAT” Wielogórski, Góral Spółka Jawna | 07–100 Węgrów, ul. Gdańska 95 | Opc |
| 28 | Agnieszka Brzezińska – „AB-5 Agnieszka Brzezińska” | 07–214 Pniewo 98A | Opc |
| 29 | „PAZ” Spółka Jawna Andrzej Zabielski, Andrzej Pyszny | 07–412 Ostrołęka, ul. Targowa 6 | Opc |
| 30 | Zdzisław Guzek – Stacja Paliw Zdzisław Guzek | 08–114 Skórzec, ul. Wesola 4 | Opc |
| 31 | „AGA” Sp. z o.o. | 09–100 Płońsk, ul. 1 Maja 3 | Opc |
| 32 | Zakład Energetyczny Płock – Centrum Motoryzacji i Transportu Sp. z o.o. | 09–400 Płock, ul. Graniczna 57 | Opc |
| 33 | Mieczysław Markuszewski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „MARK-GAZ” | 09–409 Płock, ul. Banacha 10 | Opc |
| 34 | PKN Orlen SA | 09–411 Płock, ul. Chemików 7 | Occ, Opg |
| 35 | Krzysztof Markowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MARGO” | 09–412 Stare Proboszczowice, Nowe Proboszczowice, ul. Szacherskiego 14 | Opc |
| 36 | Energo Gotland SA | 09–500 Gostynin, Rogożewek 42A | Wcc, Pcc |
| 37 | VICTORIA Sp. z o.o. | 09–505 Nowy Duninów, ul. Włocławska 7 | Opc |
| 38 | EKOENERGIZ SA | 10–448 Olsztyn, ul. Głowackiego 28 | Ogz |
| 39 | FALCO Mazurkiewicz, Gwiazda Spółka Jawna | 10–602 Olsztyn, ul. Pstrowskiego 28 | Mpc |
| 40 | „PRIMI-BIS” Sp. z o.o. | 11–000 Lidzbark Warmiński, ul. Żytnia 2 | Opc |
| 41 | Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej | 11–200 Bartoszyce, ul. Kętrzyńska 64 | Opc |
| 42 | SIWIK INTERTRADE Sp. z o.o. | 11–700 Mrągowo, ul. Młodkowskiego 40A | Wpc, Opc |
| 43 | PORTY LOTNICZE MAZURY-SZCZYTNO Sp. z o.o. | 12–100 Szczytno, ul. Wielbarska 5 | Opc |
| 44 | ARAL SERVICE CENTER Danuta i Jarosław Wojciechowski Spółka Jawna | 14–100 Ostróda, ul. Przemysłowa 2 | Opc |
| 45 | GLOB – TRADING Sp. z o.o. | 15–111 Białystok, Al. 1000-lecia PP 4 | Opc |
| 46 | IMPAL Sp. z o.o. | 15–703 Białystok, Al. Jana Pawła II 47 | Opc |
| 47 | Stacja Paliw „FULMAX” Gąsowscy Spółka Jawna | 18–100 Łapy, ul. Płonkowska 119 | Opc |
| 48 | KLUGAS Sp. z o.o. | 19–400 Olecko, ul. Elcka 1 | Mpc |
| 49 | Jarosław Ptaszek – Przedsiębiorstwo Handlowe JAREX | 20–076 Lublin, ul. Krakowskie Przedmieście 51 | Ppg, Opg |
| 50 | „WOSTIM” S. Filipek Spółka Jawna | 21–500 Biata Podlaska, Woskrzenice Duże 21a | Opc |
| 51 | PAJERO Sp. z o.o. | 21–512 Zalesie, Kol. Horbów | Opc |
| 52 | „INWESTYCJA” SA | 22–100 Chełm, ul. Hutnicza 3 | Opc |
| 53 | ZKE-OBROT Sp. z o.o. | 22–400 Zamość, ul. Koźmiana 1 | Oee |
| 54 | Tadeusz Chmiel – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „Black Red White” | 23–400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 63 | Pee, Oee |
| 55 | Pomocnicze Gospodarstwo Usług Komunalnych i Mieszkańczych | 23–420 Tarnogród, ul. Kościuszki 5 | Ppg, Opg |
| 56 | CILON – W. Kuś, Cz. Kuś, C. Kuś Spółka Jawna | 24–313 Wilków, Szczeraków 25A | Opc |
| 57 | Robert Druszczyk – „MEGATERM” | 26–600 Radom, ul. Renesansowa 4/19 | Opc |
| 58 | AUTO GAZ CENTRUM Sp. z o.o. | 26–630 Jedlnia Letnisko, Antoniówka 11 | Opc |
| 59 | Elektrownia Kozienice SA | 26–911 Świerże Górne | Oee |
| 60 | EKOMEDIA Sp. z o.o. | 27–200 Starachowice, ul. Radomska 29 | Pee, Oee |
| 61 | WW ENERGY SA | 27–400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Bałtowska 428B | Opc |
| 62 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Busku Zdroju SA | 28–100 Busko-Zdrój, ul. Bohaterów Warszawy 118 | Opc |
| 63 | Elektrownia im. Tadeusza Kościuszki SA | 28–230 Polaniec | Oee |
| 64 | Zajac Stanisław, Chabuz Mariusz, Treter Zbigniew Spółka Jawna „BIGMAR” | 28–300 Jędrzejów, Skroniów 9A | Opc |
| 65 | Przedsiębiorstwo Budownictwa i Obrotu Towarowego „Fronton” Sp. z o.o. | 30–001 Kraków, ul. Kamienna 19 | Wcc |
| 66 | Ahold Polska Sp. z o.o. | 30–126 Kraków, ul. Zapolskiej 38 | Opc |
| 67 | „NAFTIMEX” Sp. z o.o. | 30–134 Kraków, ul. Kunickiego 5 | Opc |
| 68 | REJON DRÓG MIEJSKICH NOWA HUTA Sp. z o.o. | 30–556 Kraków, ul. Wodna 4 | Opc |

| | | | |
|-----|--|--|---------------|
| 69 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe „EKO-ENERGIA” Sp. z o.o. | 30-967 Kraków, ul. Ujastek 1 | Oee |
| 70 | COALA L. Madejska, J. Madejski Spółka Jawna | 31-236 Kraków, Al. 29 Listopada obok 162 | Opc |
| 71 | „BP Polska” Sp. z o.o. | 31-358 Kraków, ul. Jasnogórska 1 | Wpc |
| 72 | Towarzystwo Inwestycyjne ARGE Sp. z o.o. | 31-586 Kraków, ul. Centralna 53/71 | Wpc, Mpc, Opc |
| 73 | Elektrownia Skawina SA | 32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 10 | Oee |
| 74 | EKP Sp. z o.o. | 32-310 Klucze, ul. Zawierciańska 1 | Wcc |
| 75 | Stanisław Oleksy – FHU ALEX | 32-551 Babice, ul. Topolowa 324 | Opc |
| 76 | Sylwester Wolant – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „ETNA” | 32-601 Oświęcim, ul. Fabryczna 10 | Opc |
| 77 | „OWOPOL” Rusznarczyk & Koza Spółka Jawna | 33-390 Łącko 710 | Opc |
| 78 | LABOREX Sp. z o.o. | 35-074 Rzeszów, ul. Piłsudskiego 32 | Opc |
| 79 | Elektrociepłownia Rzeszów SA | 35-959 Rzeszów, ul. Ciepłownicza 8 | Wee |
| 80 | Józef Dul – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Hurt-Detal | 36-130 Raniżów, Mazury 53 | Opc |
| 81 | Elektrownia Stalowa Wola SA | 37-450 Stalowa Wola | Oee |
| 82 | Baltic-Wood SA | 38-200 Jasło, ul. Fabryczna 6a | Wcc, Pcc |
| 83 | PHUP „MOBO” Bogusław Głód | 38-400 Krosno, ul. Podchorążych 7/38 | Wcc |
| 84 | Robert Woltman, Teofil Twaróg – Handel Detaliczny Paliwami Płynnymi R. Woltman & T. Twaróg SC Stacja Paliw | 38-460 Jedlicze, ul. Brzozowa 8 | Opc |
| 85 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe EMAR Nowak, Przebiegda Spółka Jawna | 39-230 Brzostek, ul. Szkotnia 26 | Opc |
| 86 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KARENA” SA | 40-004 Katowice, ul. Korfantego 8 | Opc |
| 87 | Kompania Węglowa SA | 40-039 Katowice, ul. Powstańców 30 | Pee, Oee |
| 88 | KONSORCJUM AUTOSTRADA ŚLĄSK SA | 40-082 Katowice, ul. Jana III Sobieskiego 2 | Opc |
| 89 | BH STEEL-ENERGIA Sp. z o.o. | 40-142 Katowice, ul. Modelarska 9a | Oee |
| 90 | Izabela Wakula, Marcin Nowak, Aneta Brzyska „EPSILON” SC | 40-153 Katowice, Al. Korfantego 191 | Opc |
| 91 | B-TRANS Sp. z o.o. | 40-578 Katowice, ul. Kossak-Szczuckiej 43c/6 | Opc |
| 92 | VITAPOL Sp. z o.o. | 40-585 Katowice, ul. Polomońska 16 | Opc |
| 93 | INPOL Sp. z o.o. | 40-668 Katowice, ul. Bażantów 35 | Opc |
| 94 | Urszula Michalek, Mirosław Michalek Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe MICHPOL II SC | 40-749 Katowice, ul. Bielska 26 | Opc |
| 95 | Józef Białka – Firma Handlowo-Uslugowa FUT-BAZ | 40-871 Katowice, ul. Tysiąclecia 80/42 | Opc |
| 96 | Polsko-Węgierska Górnicza SA „HALDEX” | 40-951 Katowice, Plac Grunwaldzki 8/10 | Opc |
| 97 | PLAN Sp. z o.o. | 41-100 Kłobuck, ul. Korczaka 46 | Opc |
| 98 | Elektrociepłownia EC NOWA | 41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Piłsudskiego 92 | Pcc |
| 99 | Gmina i Miasto Mysłowice – Miejski Zarząd Budynków Mieszkalnych | 41-400 Mysłowice, ul. Powstańców 1 | Wcc |
| 100 | „Polskie Huty Stali” SA | 41-500 Chorzów, ul. Katowicka 47 | Pcc, Occ |
| 101 | ENERGO-INWEST SA | 41-706 Ruda Śląska, ul. Halembaska 98 | Pee |
| 102 | EKOPOL GÓRNOŚLĄSKI HOLDING Sp. z o.o. | 41-922 Radzionków, ul. Kuźaja 41A | Opc |
| 103 | Waldemar J. Krysiński, Jacek A. Adamik, Maciej R. Nocuń – „EKO-STAR” SC | 42-100 Kłobuck, ul. Wojska Polskiego 2 | Opc |
| 104 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „DROŚ-SAWICKI” Spółka Jawna | 42-141 Przystajń, ul. Powstańców Śląskich 107 | Opc |
| 105 | „LEX” Sp. z o.o. | 42-200 Częstochowa, ul. Bór 66 c | Opc |
| 106 | DUOSTAR Sp. z o.o. | 42-200 Częstochowa, ul. Bór 66c | Mpc, Opc |
| 107 | „LDS” SA | 42-200 Częstochowa, ul. Główna 112 | Opc |
| 108 | Józef Basan – „EC-ENERGYCON POLSKA” | 42-289 Woźniki, ul. Wolności 11 | Opc |
| 109 | Michał Jagielski – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „MICHPOL” | 42-350 Kozięglowy, Gniazdów, ul. Woźnicka 37 | Opc |
| 110 | Mariola Jagielska – PPHU „MICHAŁ J” | 42-350 Kozięglowy, Gniazdów, ul. Woźnicka 37 | Opc |
| 111 | Zakłady Produkcyjne „Brodzik-Dominik” Skład Opalowy Spółka Jawna | 42-400 Zawiercie, ul. 11-go Listopada 2/4 | Oee |

KONCESJE

Koncesje na wniosek

| | | | |
|-----|--|--|---------------|
| 112 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe MOBEX Spółka Jawna Józef Kwieciński, Irena Kwiecińska | 42-400 Zawiercie, ul. Obrońców Poczty Gdańskiej 22 A | Opc |
| 113 | Andrzej Niepiekło – Przedsiębiorstwo Handlu, Usług, Marketingu i Pośrednictwa „PHUMP” | 42-520 Dąbrowa Górnicza, ul. Łączna 39/1 | Opc |
| 114 | Stacja Paliw „RONDO” Zofia Sokola, Iwona Sokola Spółka Jawna | 42-583 Bobrowniki, ul. Akacyjowa 67 | Opc |
| 115 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe POL-TRANS Sp. z o.o. | 43-100 Tychy, ul. Grota Roweckiego 21 | Opc |
| 116 | ZENIT Sp. z o.o. | 43-200 Pszczyna, ul. Mieszka I 1/1 | Opc |
| 117 | Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o. | 43-200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 4 | Wcc |
| 118 | Michał Borkowy – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „BORIM” | 43-220 Bojszowy, ul. Gaikowa 41a | Opc |
| 119 | Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Zarządzie Komisarycznym | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Legionów 54 | Opc |
| 120 | Ida Gut – PPHU MERIDA | 43-316 Bielsko-Biała, ul. Karpacka 45 | Opc |
| 121 | Jerzy Caputa – FIRMA „JUREX” | 43-426 Dębowiec, Simoradz 116 | Opc |
| 122 | B 2000 Sp. z o.o. | 44-100 Gliwice, ul. Toszecka 7 | Opc |
| 123 | „PETRO CARBO CHEM” SA | 44-117 Gliwice, ul. Gajowa 44 | Opg, Ogz |
| 124 | Instalacje BASISTA Spółka Jawna | 44-203 Rybnik, ul. Prosta 144 | Wcc |
| 125 | Henryk Kołski „E-KOL” Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe Zaopatrzenia Przemysłu | 44-300 Wodzisław Śl., ul. Księżnej Konstancji 4 | Opc |
| 126 | Beata Kocur-Szczotok – „DISPOHL” | 44-352 Czyżowice, ul. Dworcowa 97A | Opc |
| 127 | „BRAVO” Sp. z o.o. | 47-208 Reńska Wieś, Większyce, ul. Raciborska | Opc |
| 128 | „DEKA-PLUS” Sp. z o.o. | 48-300 Nysa, ul. Kruczkowskiego 1A | Opc |
| 129 | Włodzimierz Włodarski – „WŁODIMEX-EXPORT-IMPORT” | 48-340 Gliuchotazy, ul. Karłowicza 16 | Opc |
| 130 | OPTIMUS NETWORKS SA | 49-340 Lewin Brzeski, ul. Kościuszki 33 | Opc |
| 131 | Wrocławskie Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego Nr 2 WROBIS SA | 50-053 Wrocław 2, ul. Szewska 3 | Opc |
| 132 | Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 50-507 Wrocław, ul. Ziębicka 44 | Ppg, Opg, Ogz |
| 133 | Marian Matłok – Firma Transportowa „TRANSMAR” | 55-100 Trzebnica, ul. Piastowska 4 | Opc |
| 134 | Janusz Koszowski – Stacja Benzynowa | 55-120 Oborniki Śląskie, ul. Wrocławska 59 | Opc |
| 135 | Ryszard Sabik – PPUH „SAREL” Sabik Ryszard | 55-231 Jelcz-Laskowice, ul. Tańskiego 26 | Opc |
| 136 | Cukrownia MAŁOSZYN SA | 55-320 Małczyce, ul. Sienkiewicza 25 | Wee |
| 137 | Dagmara Sieńko – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe OPAL | 58-100 Świdnica, Wilków 11B/5 | Opc |
| 138 | Rafał Jerzy Radziszewski – PETRO-PEX | 58-302 Wałbrzych, ul. Stefana Batorego 82 | Opc |
| 139 | Zakład Produktów Naftowych Sp. z o.o. | 58-303 Wałbrzych, ul. Ogrodowa 17 | Opc |
| 140 | Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA | 58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1B | Occ |
| 141 | Władysław Kowalczyk – „MERKURY” Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe | 59-220 Legnica, ul. Kochanowskiego 2/2 | Opc |
| 142 | Henryk Dziatkowiak – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „POL-TANK” | 59-400 Jawor, ul. Kuziennicza 9 | Opc |
| 143 | Komunalne Przedsiębiorstwo Ciepłownicze „TERMOEL” Sp. z o.o. | 59-730 Nowogrodzice, ul. Asnyka 46 | Wcc |
| 144 | ŁUKASIK I SPÓŁKA – PETROEL Spółka Jawna | 59-900 Zgorzelec, ul. Łużycka 87 | Opc |
| 145 | Tomasz Czyżowski – Grupa Inwestycyjno-Kapitałowa | 60-446 Poznań, ul. Kościelżyńska 20 | Opc |
| 146 | Dorota Urbanowicz, Piotr Urbanowicz – DAHOMA PLUS SC Dorota Paweł Urbanowicz | 60-827 Poznań, ul. Prusimska 5 | Opc |
| 147 | JEDYNKA-CEMENT Sp. z o.o. | 61-357 Poznań, ul. Gołężycka 95 | Opc |
| 148 | POLPETROL Sp. z o.o. | 61-683 Poznań, ul. Żniwna 4 | Opc |
| 149 | Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Rokietnicy | 62-090 Rokietnica, ul. Rolna 39 | Opc |
| 150 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „STANLEJ” | 62-400 Słupca, ul. Wspólna 1 | Opc |
| 151 | Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska” | 62-410 Zagórów, ul. Konińska 74 | Opc |
| 152 | Józefa Wiśniewska, Józef Wiśniewski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe EKO-AUTO SC | 62-510 Konin, ul. Nowy Dwór 1 | Opc |
| 153 | Przedsiębiorstwo Budownictwa Inżynierii EKO-INŻYNIERIA Sp. z o.o. | 63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Bema 186 | Opc |

| | | | |
|-----|---|--|---------------|
| 154 | Cukrownia Gostyń SA | 63-800 Gostyń, ul. Fabryczna 2 | Pcc, Wee |
| 155 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe MATUZ Sp. z o.o. | 64-000 Kościan, ul. Gen. Chłapowskiego 9 | Opc |
| 156 | Jarosław Michalik – OIL-HURT | 64-100 Leszno, ul. Przemysłowa 20 | Opc |
| 157 | Henryk Gabryszak, Krzysztof Bedyński „GSZ” SC | 64-610 Rogoźno, ul. Fabryczna 7 | Oee |
| 158 | Czesław Tomczyk – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe TOMEX-C | 64-840 Budzyń, Osiedle Cechowe 8 | Opc |
| 159 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PETRO-PIL Sp. z o.o. | 64-920 Piła, ul. Dąbrowskiego 8 | Opc |
| 160 | ZELGAZ Sp. z o.o. | 65-120 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 103 | Wcc, Pcc, Occ |
| 161 | PEDIZ Sp. z o.o. | 65-392 Zielona Góra, ul. Botaniczna 73 | Opc |
| 162 | „BETI-BART” Sp. z o.o. | 65-705 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 128 | Opc |
| 163 | Centrum Usług Proekologicznych Sektora Naftowego CPN EKOSERWIS Sp. z o.o. | 66-016 Czerwieńsk, ul. Naftowa 1 | Wpc |
| 164 | Jerzy Sobczak – PHU „PETRO-PLUS” | 66-235 Torzym, Kolonia Poręby | Opc |
| 165 | Robert Tuz – Zakład Usługowo-Transportowy „ERTEANS” Tuz Robert | 66-500 Strzelce Krajeńskie, ul. Wodociągowa 3 | Opc |
| 166 | Zakład Budowlany Antczak Spółka Jawna | 66-530 Drezdenko, ul. Pomorska 1 | Opc |
| 167 | PRZEDSIĘBIORSTWO WIELOBRANŻOWE AWIS Sp. z o.o. | 67-100 Nowa Sól, ul. Wrocławska 20 | Oee |
| 168 | OMEGA – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Sp. z o.o. | 67-200 Głogów, ul. Orzechowa 22 | Opc |
| 169 | Przedsiębiorstwo Komunalne PEKOM SA | 68-200 Żary, ul. Bohaterów Getta 9-11 | Wcc, Pcc |
| 170 | Robert Artur Bąk – MENAGO Przedsiębiorstwo Wielobranżowe | 70-026 Szczecin, ul. Smolańska 3 | Opc |
| 171 | MERTECH Sp. z o.o. | 71-100 Szczecin, ul. Tama Pomorzańska 14E | Opc |
| 172 | WOLIN-NORTH Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, ul. Wojska Polskiego 156 | Wee, Oee |
| 173 | „ENERGIA-ECO” Sp. z o.o. | 71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19 | Oee |
| 174 | „EPPD” Sp. z o.o. | 71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19 | Oee |
| 175 | „EEW” Sp. z o.o. | 71-423 Szczecin, ul. Piotra Skargi 19 | Oee |
| 176 | GAZOCIĄGI ZACHODNIOPOMORSKIE Sp. z o.o. | 72-002 Doluje, Lubieszyn 4 | Opg |
| 177 | Spółdzielnia Mieszaniowa „Wichrowe Wzgórze” | 72-315 Resko, ul. Wolności 40 | Wcc, Pcc |
| 178 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe OAZA Sp. z o.o. | 73-108 Kobyłanka, Motaniec 26 | Opc |
| 179 | Auto-Port Renice Wiesława Bogustawska, Jan Bogustawski Spółka Jawna | 74-300 Myślibórz, Renice 59 | Opc |
| 180 | Elektrownie Wiatrowe SA | 76-113 Postomino, Pieńkowo 72 | Oee |
| 181 | Jolanta Wiśniewska – FIRMA HANDLOWA | 76-200 Słupsk, ul. Piłsudskiego 3/21 | Opc |
| 182 | Eugeniusz Meyer – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe CETAN | 78-400 Szczecinek, ul. Wiśniowa 16 | Opc |
| 183 | KORPORACJA „EKONAFI” Sp. z o.o. | 78-449 Borne Sulinowo, ul. Wojska Polskiego 5 | Opc |
| 184 | Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 80-858 Gdańsk, ul. Wałowa 18 | Ppg, Opg |
| 185 | Bartosz Kuczyk – „Q-BART” Bartosz Kuczyk w Gdyni | 81-231 Gdynia, ul. Marii Skłodowskiej-Curie 19 | Wcc, Pcc |
| 186 | WESTWAY TERMINAL POLAND Sp. z o.o. | 81-336 Gdynia, ul. Indyjska 1 | Mpc |
| 187 | SOLARIS Sp. z o.o. | 81-558 Gdynia, ul. Wierzbowa 30 | Opc |
| 188 | Pomorskie Centrum Dystrybucji Gazu Sp. z o.o. | 81-589 Gdynia, ul. Janka Wiśniewskiego 27 | Opc |
| 189 | Aurelia Pranczk, Tadeusz Pranczk | 83-340 Sierakowice, ul. Piwna 17 | Opc |
| 190 | Bogumiła Rosińska „REKORD” Spółka Komandytowa | 85-614 Bydgoszcz, ul. Głowackiego 27/37 | Opc |
| 191 | Wytwórnia Opakowań Białych BECZKOPOL Sp. z o.o. | 86-320 Łasin, ul. Młyńska 78 | Opc |
| 192 | SUGARPOL (TORUŃ) Sp. z o.o. | 87-100 Toruń, Szosa Bydgoska 40/62 | Pcc |
| 193 | Firma Handlowa OKTAN Spółka Jawna A. Kozieł, Z. Mroczek | 87-100 Toruń, ul. Chrobrego 135/137 | Opc |
| 194 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe GEOFIZYKA TRANS-GAZ Sp. z o.o. | 87-100 Toruń, ul. Chrobrego 50 | Opc |
| 195 | Marcin Kornacki – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe OL-MAR | 87-517 Brzuze, Giżynek | Opc |

KONCESJE

| | | | |
|-----|--|--|----------|
| 196 | PIECOBIOGAZ HB Sp. z o.o. | 87-800 Włocławek, ul. Płocka 172 | Opc |
| 197 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „MARES” Sp. z o.o. | 87-800 Włocławek, ul. Zielna 47 | Mpc, Opc |
| 198 | Robert Jaworski – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe STALMET | 88-160 Janikowo, ul. Powstańców Wlkp. 1 | Opc |
| 199 | Roman Wach – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „AGRO-WACHPOL” | 88-170 Pakość, Kościelec 87 | Opc |
| 200 | Małgorzata Wach – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AGAMOT” | 88-170 Pakość, Kościelec 87 | Opc |
| 201 | Beata Ogończyk-Mąkowska CHEM-CONSULTING | 89-333 Osiek n/Notecią, ul. Główna 33 | Opc |
| 202 | Adam Kościanek – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe | 89-410 Więcbork, ul. Jaszuńskiego 1 | Opc |
| 203 | Andrzej Zyga – OKTAN-PLUS | 95-035 Ozorków, ul. Bema 2A/3 | Opc |
| 204 | Krzysztof Pytka – „KIK-POL” | 96-200 Rawa Mazowiecka, ul. Sobieskiego 55 | Opc |
| 205 | PPHU „D & D” W. Dzwonek, Z. Dawidowicz Spółka Jawna | 97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Belzacka 49/57 nr 12/45 | Opc |
| 206 | Marek Głowacki – Stacja Paliw Marek Głowacki | 97-340 Rozprza, Wroników | Opc |
| 207 | Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Belchatowie | 97-400 Belchatów, ul. Przemysłowa 2 | Opc |
| 208 | KLASZ Sp. z o.o. | 97-500 Radomsko, ul. Przedborska 149 | Opc |
| 209 | Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska w Pajęcznie | 98-330 Pajęczno, ul. Kościuszki 99 | Opc |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

Ogz – obrót gazem z zagranicą

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Rodzaj działalności |
|----|---|---|---------------------|
| 1 | ZRUG Sp. z o.o. | 61-016 Poznań, ul. Gdyńska 45 | Wcc, Pcc |
| 2 | „KB-GAZ” SA | 74-333 Szczecin, ul. Krasickiego 4 | Ppg, Opg |
| 3 | Przedsiębiorstwo Branżowe „Gazownia Serwis” Sp. z o.o. | 01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25 | Ppg, Opg |
| 4 | Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych GEOTERMIA Stargard Sp. z o.o. | 73-110 Stargard Szczeciński, ul. Ciepłna 5a | Wcc |
| 5 | Towarzystwo Inwestycyjne „Elektrownia-Wschód” SA | 20-112 Lublin, ul. Złota 2 | Pee, Oee |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

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 11.06.2003 r.)

Wnioski koncesyjne

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres |
|----|---|---|
| 1 | Zakład Usług Publicznych | 72-410 Golczewo, ul. Zwycięstwa 25 |
| 2 | Dołnośląski Zakład Termoeenergetyczny SA | 58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 B |
| 3 | „POLBEM” Sp. z o.o. | 54-151 Wrocław, ul. Ignuta 61 |
| 4 | RADIOWO RENEWABLE ENERGY GENERATION Sp. z o.o. | 00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 49 |
| 5 | Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej | 11-707 Warpuny, ul. Młynowa 5 |
| 6 | Polskie Huty Stali SA | 40-121 Katowice, ul. Chorzowska 50 |
| 7 | Zakład Energetyczny Jelenia Góra SA | 58-500 Jelenia Góra, ul. Bogusławskiego 32 |
| 8 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Larkis” Sp. z o.o. | 32-410 Dobczyce, ul. Szkolna 20B |
| 9 | Suedzucker Garbów Sp. z o.o. | 00-358 Warszawa, ul. Ordynacka 14/12 |
| 10 | PAWMAR Sp. z o.o. | 51-126 Wrocław, ul. Kamieńskiego 201-219 |
| 11 | „KADEX” Adam Kopeć | 05-080 Izabelin, Laski, ul. Południowa 13A |
| 12 | PGKiM Sp. z o.o. | 22-500 Hrubieszów, ul. Krucza 2 |
| 13 | PHU „MERCURY” Wł. Kowalczyk | 59-230 Prochowice, ul. Kochanowskiego 15a |
| 14 | EKO SERVIS PHU | 23-300 Janów Lubelski, ul. Boh. Poryt. Wzgórza 40A |
| 15 | Polska Izba Handlu Zagranicznego „POL-EURO” Sp. z o.o. | 71-300 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 31/5 |
| 16 | FHU „REAL” Eliza Karpińska | 60-258 Poznań, ul. Chociszewskiego 28/9 |
| 17 | „SOLAR-GAZ” Sp. z o.o. | 00-712 Warszawa, ul. Bluszczoza 74/28 |
| 18 | Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych GEOTERMIA Stargard Sp. z o.o. | 73-110 Stargard Szczeciński, ul. Ciepna 5A |
| 19 | Przedsiębiorstwo Handlowe „TRACHEM” Kazik Robert | 42-200 Częstochowa, ul. Warszawska 9/4 |
| 20 | Firma „KRISTAL” Krzysztof Pawlusek | 40-568 Katowice, ul. Ligocka 103 |
| 21 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „EKOTOP” | 42-262 Poczesna, ul. Śląska 22 |
| 22 | HUBERTUS Sp. z o.o. | 66-436 Słońsk, ul. 3-go Lutego 17 |
| 23 | PPH „FARBIMEX” Rafał Kogowski | 09-407 Płock, ul. Dobrowolskiego 3/17 |
| 24 | „BIO-ENERGIA” Sp. z o.o. | 82-340 Tolkmicko, ul. Sportowa 1 |
| 25 | PUH „EKO-TECHNIK” Jerzy Szerszenowicz | 11-500 Giżycko, ul. Daszyńskiego 7 |
| 26 | „INSTAL” Sp. z o.o. | 80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 42 |
| 27 | PW WIFROD SA | 41-200 Sosnowiec, ul. Małobądzka 1 |
| 28 | BOWIN Borowski Łukasz | 40-153 Katowice, Al. Korfańtego 195 |
| 29 | SWISSCOM | 40-273 Katowice, ul. Paderewskiego 83/7 |
| 30 | MIRGAZ Sp. z o.o. | 44-100 Gliwice, ul. Lotników 54 |
| 31 | EXEN Sp. z o.o. | 41-800 Zabrze, ul. Karola Miarki 1 |
| 32 | Huta Stali Częstochowa Sp. z o.o. | 42-207 Częstochowa, ul. Kucelińska 22 |
| 33 | „AUTOMOBIL” Sp. z o.o. | 41-506 Chorzów, ul. Stalowa 16 |
| 34 | W.H.A.L.E. Sp. z o.o. | 91-463 Łódź, ul. Łagiewnicka 54/56 |
| 35 | „CLASSIC 3+” Sp. z o.o. | 38-400 Krosno, ul. Tysiąclecia 28 |
| 36 | MARGO-TRANS Robert Gosk | 09-407 Płock, ul. Saperska 10 |
| 37 | „CONTROL PROCESS Sp. z o.o. | 33-100 Tarnów, ul. Skrzyszowska 6 |
| 38 | Elektrownia Stalowa Wola SA | 37-450 Stalowa Wola, ul. Energetyków 13 |
| 39 | Biuro Handlowe „PEZET” Sp. z o.o. | 62-065 Grodzisk Wlkp., ul. Stocin 72 |
| 40 | „POLKAM” PH Wierbol Jerzy | 58-300 Wałbrzych, ul. Przebieg 4 |
| 41 | WZD Sp. z o.o. | 43-200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 2 |
| 42 | TRNSTOM SC | 72-006 Szczecin, ul. Welecka 38 |
| 43 | PETROSTAR Sp. z o.o. | 46-002 Luboszyce, Kępa, ul. Opolska 11 |
| 44 | „GALON-POLSKA” Sp. z o.o. | 05-850 Ożarów Maz., ul. Poznańska 42 |
| 45 | Spółdzielnia Mieszkaniowo-Administracyjna w Dobrojewie | 64-500 Szamotuły, Gałowo |
| 46 | Towarzystwo Inwestycyjne „ELEKTROWNIA-WSCHÓD” SA | 20-112 Lublin, ul. Złota 2 |
| 47 | BLUMAR Sp. z o.o. | 35-082 Rzeszów, ul. Podkarpacka 6A |
| 48 | CHEMOIL Sp. z o.o. | 32-625 Przecieszyn, ul. Nosala 14 |
| 49 | „OIL” Sp. z o.o. | 43-605 Jaworzno, ul. Dąbrowska 22A |

| | | |
|----|---|---|
| 50 | „ROTEX” Sp. z o.o. | 93-368 Łódź, ul. Tuszyńska 60/64 |
| 51 | „OKTAN” Sp. z o.o. | 21-500 Biała Podlaska, ul. Warszawska 128 |
| 52 | „TENDER PL” Sp. z o.o. | 42-262 Poczesna, ul. Kopalniana 17 |
| 53 | WIGOR Import-Export Regionalny Producent i Dystrybutor Chemii Gospodarczej PW | 68-100 Żagań, ul. Chrobrego 16 |
| 54 | JASCHEM Rafineria Jasło Sp. z o.o. | 38-200 Jasło, ul. 3-go Maja 101 |
| 55 | „LANGIER.PL” Sp. z o.o. | 42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17 |
| 56 | PETROCHEM Sp. z o.o. | 78-100 Kołobrzeg, ul. Jasna 18 |
| 57 | BAAZ Polska Sp. z o.o. | 87-162 Lubicz, ul. Młyniec Długi 1A |
| 58 | Firma Handlowa „ANDRZEJ” | 41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Pułaskiego 3 |
| 59 | SC „Pitas” | 41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Pułaskiego 3 |
| 60 | PHUP OLPAS Sp. z o.o. | 89-500 Tuchola, ul. Budowlana 2 |
| 61 | BAZA | 32-010 Wieliczka, ul. Siercza 1 |
| 62 | Przedsiębiorstwo Handlowe PAT OIL Patryk Dryja | 50-136 Wrocław, Plac 1-go Maja 1/2 |
| 63 | EKOMEX SYSTEMS Sp. z o.o. | 00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 49 |
| 64 | EXICO CHEMICALS | 41-500 Chorzów, ul. Katowicka 18 |
| 65 | „MARKET” Biuro Handlu Zagranicznego Export-Import Pośrednictwo w Handlu Międzynarodowym | 48-303 Nysa, ul. Piłsudskiego 62A |
| 66 | Watis Sp. z o.o. | 62-400 Słupca, ul. Przemysłowa 3 |
| 67 | PHU ZETA Tadeusz Zawada | 40-153 Katowice, Al. Korfanteo 179E |
| 68 | WECHTA SA | 62-400 Słupca, ul. Warszawska 70 |
| 69 | PHU „BUNT” Janusz Jaszewski | 78-100 Kołobrzeg, ul. Poznańska 3 |
| 70 | ENERGOPEP Sp. z o.o. EC Jeziorna Spółka Komandytowa | 02-952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169 |
| 71 | KRUKANIMPEX Sp. z o.o. | 97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Dzieci Polskich 24 |
| 72 | ELEKTRIX Sp. z o.o. | 02-582 Warszawa, ul. Woktorska 69/23 |
| 73 | FHU „ZBIG” Zbigniew Gwiazda | 43-400 Cieszyn, ul. Majowa 159a |
| 74 | PETROPRIM Sp. z o.o. | 22-100 Chełm, ul. Fabryczna 6 |
| 75 | AMBER Sp. z o.o. | 71-042 Szczecin, ul. Spiska 24 |
| 76 | PPHU Hurtownia „KOBAKA” Stanisław Kobaka | 02-392 Warszawa, ul. Maszynowa 12/9 |
| 77 | PPHU „REJ” | 05-220 Zielonka, ul. Wolności 2/24/40 |
| 78 | Stadnina Koni Dębno Spółka Jawna | 55-140 Żmigród, ul. Dębno 1A |
| 79 | Przedsiębiorstwo Transportowo-Spedycyjne „MAGTRANS” E. Magdziak | 28-100 Busko-Zdrój, ul. Bohaterów Warszawy 116 |
| 80 | „ROZETA” Sp. z o.o. | 83-110 Tczew, ul. Jagiellońska 51 |
| 81 | Petro Carbo Chem Energy SA | 41-500 Chorzów, ul. Katowicka 72 |
| 82 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „WTÓRMEX” Spółka Jawna Elżbieta i Marek Rochowscy | 97-500 Radomsko, ul. Św. Rozalii 11 |
| 83 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KOLFER” Sp. z o.o. | 05-800 Pruszków, ul. Guzikowa 21 |
| 84 | SIGNUM Krzysztof Dura | 32-590 Libiąż, ul. Lipowa 6 |
| 85 | Górnice Zakłady Dolomitowe SA | 42-470 Siewierz, ul. Bacholińska 11 |
| 86 | JAWO Sp. z o.o. | 95-050 Konstancin Łódzki, ul. Kolejowa 48 |
| 87 | ZRK Sp. z o.o. | 41-500 Chorzów, ul. Hajducka 15 |
| 88 | „Petro Dom” Sp. z o.o. | 21-500 Biała Podlaska, ul. Sidorska 59G |
| 89 | A.C. Hasse Oil Chemical Polska Sp. z o.o. | 01-038 Warszawa, ul. Dzika 20 |
| 90 | ELTOM Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Przemysłu, Hutnictwa i Energetyki | 42-360 Poraj, ul. 3 Maja 16 |
| 91 | PWE „GRZYB” | 33-312 Tęgorz 335 |
| 92 | KFK-OIL Sp. z o.o. | 64-920 Piła, ul. Wawelska 106 |
| 93 | Firma Handlowa Import-Eksport Zdzisław Gałuszka | 32-600 Oświęcim, ul. Grunwaldzka 28 |
| 94 | SILESIA TANK Sp. z o.o. | 43-190 Mikołów, ul. Waryńskiego 65 |
| 95 | Benz-Oil Sp. z o.o. | 37-464 Stalowa Wola, ul. Topolowa 100 |
| 96 | Gmina Bobolice (Zakład Usług Komunalnych i Oświatowych w Bobolicach) | 76-020 Bobolice, ul. Reymonta 3 |
| 97 | PHU MONTEX Łukasz Hensel | 44-200 Rybnik, ul. Brzozowa 34 |
| 98 | EP OIL Sp. z o.o. | 01-167 Warszawa, ul. Zawiszy 12 |

| | | |
|-----|--|---|
| 99 | PPHU FAMOUS Sp. z o.o. | 44-200 Rybnik, ul. Brzozowa 34 |
| 100 | Petro Best Sp. z o.o. | 44-100 Zabrze, ul. Nad Kanałem 35 |
| 101 | „DOMAR” Sp. z o.o. | 66-400 Gorzów Wlkp., ul. Podmiejska 18 |
| 102 | Zakład Obrotu Paliwami SAS-OIL Sp. z o.o. | 02-651 Warszawa, ul. Garażowa 4 |
| 103 | Agencja Zarządzania Przedsiębiorstwami Sp. z o.o. | 42-480 Poręba, ul. Chopina 1 |
| 104 | Ośrodek Transportu Leśnego | 66-400 Gorzów Wlkp., ul. Szpitalna 2 |
| 105 | PW OLTRANS Spółka Jawna Andrzej Sowulewski, Janusz Śnieciński | 44-190 Knurów, ul. Przemysłowa 18 |
| 106 | „BULLDOG” Sp. z o.o. | 50-077 Wrocław, ul. Kazimierza Wielkiego 27 |
| 107 | „Nadwiślański Węgiel” SA | 43-100 Tychy, ul. Bałuckiego 4 |
| 108 | PPUH „KARO” Robert Kaleta | 28-160 Wiślica, ul. Brzezie 17 |
| 109 | Zakład Budowlano-Drogowy „Bieszczady” Sp. z o.o. | 38-700 Ustrzyki Dolne, ul. 29 Listopada 35 |
| 110 | PHU „JUR-POL” Export-Import Jerzy Stojewski | 41-200 Sosnowiec, ul. Szpaków 4c/26 |
| 111 | Stacja Paliw Andrzej Doliński | 98-100 Łask, ul. Orchów 185 |
| 112 | HAJDUKI SA | 41-506 Chorzów, ul. Stalowa 17 |
| 113 | ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o. | 83-010 Straszyn, ul. Hoffmanna 5 |
| 114 | PHU „OKTANEX” Kabciński Spółka Jawna | 64-500 Szamotuły, ul. Chrobrego 15 |
| 115 | Wielozakładowe Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych i Remontowych „ENERGOPOL-WSK” SA | 42-295 Koziegłowy, ul. Zielona 1 |
| 116 | MLEKOVITA Spółdzielnia Mleczarska | 18-200 Wysokie Mazowieckie, ul. Ludowa 122 |
| 117 | Stacja Paliw Adela Grabowska | 95-200 Pabianice, ul. Rzgowska 276 |
| 118 | FHPUT „WAC-WOJ.” Spółka Jawna Lichoń Waclaw, Lichoń Wojciech | 33-330 Grybów, ul. Sośnie Dolne 18A |
| 119 | FHU Wiesław Maryńczak | 43-430 Skoczów, ul. Słoneczna 17 |
| 120 | Spółdzielnia Mieszkaniowa „DOLINKI” | 66-400 Gorzów Wlkp., ul. Okólna 25 |
| 121 | ECO ENERGY Sp. z o.o. | 03-543 Warszawa, ul. Barkocińska 6 |
| 122 | Ruhrgas Polska Sp. z o.o. | 00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 59 |

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Numer decyzji | Zakres zmiany |
|----|---|--|--------------|---|---|
| 1 | Elektrociepłownia „Gorlice” Sp. z o.o. | 38-320 Gorlice, ul. Chopina 33 | 4.04.2002 | WEE/74A/1342/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD* |
| 2 | Sanockie Zakłady Przemysłu Gumowego „Stomil- Sanok” SA | 38-500 Sanok, ul. Reymonta 19 | 16.05.2002 | WCC/338A/881/W/OKR/2002/WS PCC/349B/881/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 3 | Ciepłownia Łańcut | 37-100 Łańcut, ul. Polna 2a | 21.11.2002 | WCC/338C/881/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 4 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Honell-Serwis” Sp. z o.o. | 43-433 Kraków, ul. Klimeckiego 1 | 22.05.2002 | WCC/815A/529/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 5 | Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa „Zorza” w Myślenicach | 32-400 Myślenice, Osiedle 1000-Lecia | 22.05.2002 | WCC/956B/8/W/OKR/2002/WS PCC/960A/8/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 6 | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 38-700 Ustrzyki Dolne, ul. Przemysłowa 16 | 23.05.2002 | PCC/814A/4955/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 7 | Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o. | 38-620 Brzeszcze, ul. Mickiewicza 1 | 28.05.2002 | WCC/623D/404/W/OKR/2002/WS PCC/651/C/404/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 8 | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Ropczycach Sp. z o.o. | 39-100 Ropczyce, ul. Piłsudskiego 22a | 21.06.2002 | WCC/387D/366/W/OKR/2002/WS PCC/407C/366/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 9 | Zakład Energetyczny i Ochrony Środowiska „ENERGOEKO” Sp. z o.o. | 39-206 Pustków 3 | 21.06.2002 | WCC/814A/518/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 10 | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. | 38-200 Jasło, ul. Piotra Skargi 86 | 25.07.2002 | WCC/833A/645/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 11 | Lubawska Spółka Komunalna Sp. z o.o. | 14-260 Lubawa, ul. Kopernika 65 | 30.07.2002 | WCC/508A/507/W/OKR/2002/WS PCC/535A/507/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 12 | Zakład Energetyczno-Mechaniczny ENERGETYK Sp. z o.o. | 99-320 Żychlin, ul. Narutowicza 17 | 5.11.2002 | WCC/653B/2667/W/OGD/2002/AR PCC/687B/2667/W/OGD/2002/AR WCC/933C/1684/W/OŁO/2002/BG | zmniejszenie mocy zainstalowanej źródła ciepła |
| 13 | Miejski Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 89-604 Chojnice, ul. Ceynowy 15 | 6.11.2002 | WCC/22D/337/W/OGD/2002/JG | ZPIZPD |
| 14 | Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaninowej | 11-710 Piecki, Plac 1-go Maja 6 | 7.11.2002 | WCC/884A/2989/W/OGD/2002/KK | ZPIZPD |
| 15 | Przedsiębiorstwo Wodociągów, Kanalizacji i Ciepłownictwa „PEWIK” Sp. z o.o. | 82-550 Prabuty, ul. Kwirzyńska 15 | 7.11.2002 | WCC/403A/723/W/OGD/2002/BP PCC/420A/723/W/OGD/2002/BP | ZPIZPD |
| 16 | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 44-100 Gilwice, ul. Królewskiej Tamy | 12.11.2002 | WCC/237D/240/W/OKA/2002/AK | ZPIZPD |
| 17 | KGHM POLSKA MIEDZ SA | 59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 48 | 12.11.2002 | WCC/552C/2678/W/OWR/2002/TT | ZPIZPD |
| 18 | Zakłady Wyróbów Metalowych „SHL” SA | 25-528 Kielce, ul. Zagajnańska 27 | 13.11.2002 | WCC/589A/1908/W/OŁO/2002/BG | zmiana nazwy firmy |
| 19 | Gmina Żychlin | 99-320 Żychlin, ul. Barlickiego 15 | 13.11.2002 | PCC/280C/654/W/OŁO/2002/BG | przesunięcie terminu wyposażenia węzłów ciepłych w układy automatycznej regulacji |

| | | | | | |
|----|--|--|--|--|---|
| 20 | PEC Sp. z o.o. | 66-500 Strzelce Krajeńskie, ul. Kościuszki 5 | 14.11.2002 | WCC/123F/465/W/OSZ/2002/JC PCC/129D/465/W/OSZ/2002/JC WCC/123G/465/W/OSZ/2003/JC | ZPIZPD |
| 21 | FENICE Poland Sp. z o.o. | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79A | 16.01.2003 18.11.2002 14.05.2003 | PCC/817C/9257/W/OKA/2002/RK PEE/137C/9257/W/1/2003/KJ OEE/145C/9257/W/1/2003/KJ | ZPIZPD |
| 22 | Korporacja Budowlana FADOM SA | 44-240 Żory, ul. Boczna 6 | 18.11.2002 | WCC/278B/812/W/OKA/2002/KR PCC/290B/812/W/OKA/2002/KR | ZPIZPD zmiana zakresu prowadzonej działalności |
| 23 | „Usługi Komunalne Trzebinia” Sp. z o.o. | 38-540 Trzebinia, Rynek 18 | 19.11.2002 | PCC/1015A/3679/W/OKR/2002/WS | ZPIZPD |
| 24 | Elektrociepłownia Będzin SA | 42-500 Będzin, ul. Malobądzka 141 | 19.11.2002 | WCC/201B/1329/W/OKA/2002/PP | ZPIZPD |
| 25 | Gmina Czarna Białostocka – Przedsiębiorstwo Komunalne | 17-020 Czarna Białostocka, ul. Traugutta 2 | 21.11.2002 | WCC/315A/463/W/OLB/2002/JD | ZPIZPD |
| 26 | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Jarosławiu Sp. z o.o. | 37-500 Jarosław, ul. Przemyska 15 | 21.11.2002 | WCC/734B/2779/W/OKR/2002/WS PCC/765B/2779/W/OKR/2002/WS | zmiana zakresu prowadzonej działalności |
| 27 | Spółdzielnia Mieszkaniowa „Przodownik” | 97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. O. Lange 5 | 25.11.2002 | WCC/638B/769/W/OŁO/2002/LK PCC/673B/769/W/OŁO/2002/LK | zmniejszenie mocy zainstalowanej źródła ciepła oraz zmiana liczby eksploatowanych sieci |
| 28 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 58-500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 46 | 26.11.2002 | WCC/426D/177/W/OWR/2002/TT | ZPIZPD |
| 29 | Elektrociepłownia Kielce Sp. z o.o. | 25-668 Kielce, ul. Hubalczyków 30 | 27.11.2002 | WCC/541B/2249/W/OŁO/2002/BW | zmniejszenie mocy zainstalowanej źródła ciepła |
| 30 | Przedsiębiorstwo Komunalne THERMA Sp. z o.o. | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Grażyńskiego 108 | 27.11.2002 | WCC/75D/161/W/OKA/2002/AS/JL PCC/82A/161/W/OKA/2002/AS OCC/32A/161/W/OKA/2002/AS | ZPIZPD |
| 31 | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 86-105 Świecie, ul. Ciepła 9 | 27.11.2002 | PCC/310B/181/W/OPO/2002/AJ | zmiana terminu wyposażenia węzłów w układy automatycznej regulacji |
| 32 | Zakład Energetyki Ciepłej „SPEC-PIEC” Sp. z o.o. | 83-300 Kartuzy, ul. Sędzickiego 19A | 28.11.2002 | PCC/600A/423/W/OGD/2002/SK | ZPIZPD |
| 33 | Metalplast-System Sp. z o.o. | 64-600 Oborniki, ul. Łukowska 7/9 | 29.11.2002 | WCC/697B/103/W/OPO/2002/AJ PCC/723B/103/W/OPO/2002/AJ | ZPIZPD |
| 34 | Zakład Ciepłownictwa Sp. z o.o. | 78-520 Złocieniec, Al. Piastów 2 | 3.12.2002 | WCC/331D/516/W/OSZ/2002/BS | ZPIZPD |
| 35 | Cezary Dusza i Robert Wabik Spółka Jawna ARC-GAS – Handel i Dystrybucja Gazu | 27-300 Lipsko, ul. Spacerowa 14A | 4.12.2002 | OPC/2240A/2814/W/2/2002/AJP | ZPIZPD |
| 36 | Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. | 77-300 Człuchów, ul. Sobieskiego 11 | 4.12.2002 | WCC/293C/534/W/OGD/2002/MS | ZPIZPD |

KONCESJE

| | | | | | |
|----|--|---------------------------------------|------------|--|--|
| 37 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej | 40-126 Katowice, ul. Grażyńskiego 49 | 5.12.2002 | WCC/857F/216/W/OKA/2002/RZ PCC/367D/216/W/OKA/2002/RZ | ZPIZPD |
| 38 | Zakłady Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 40-205 Katowice, ul. Ściągły 4 | 5.12.2002 | WCC/146F/136/W/OKA/2002/AK PCC/157B/136/W/OKA/2002/AK | ZPIZPD |
| 39 | Przedsiębiorstwo ENIMA Sp. z o.o. | 46-040 Ozimek, ul. Kolejowa 1 | 5.12.2002 | WCC/366B/304/W/OWR/2002/HK PCC/405B/304/W/OWR/2002/HK | ZPIZPD |
| 40 | „PSE-ELECTRA” SA | 00-496 Warszawa, ul. Mysia 2 | 9.12.2002 | OEE/144A/49/W/1/2002/BT | zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa zmiana nazwy przedsiębiorstwa |
| 41 | Polskie Huty Stali – Huta Cedler SA | 41-200 Sosnowiec, ul. Niwecka 1 | 9.12.2002 | WCC/504A/587/W/OKA/2002/HM PCC/532A/587/W/OKA/2002/HM | ZPIZPD |
| 42 | Przedsiębiorstwo Komunalne w Kruszycy Sp. z o.o. | 88-150 Kruszwica, ul. Goplańska 2 | 9.12.2002 | WCC/140A/2250/W/OPO/2002/AJ PCC/150A/2250/W/OPO/2002/AJ | wyłączenie z eksploatacji jednego kotła |
| 43 | Zespół Elektrociepłowni SA | 90-975 Łódź, ul. Andrzejskiej 5 | 9.12.2002 | WCC/321B/1268/W/OŁO/2002/RK WEE/20C/1268/W/OŁO/2002/RK | likwidacja kotłowni |
| 44 | Gmina Koluźki | 95-040 Koluźki, ul. Mickiewicza 4 | 9.12.2002 | WCC/700A/2862/W/OŁO/2002/TB PCC/729B/2682/W/OŁO/2002/TB | ZPIZPD |
| 45 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „MPEC” Sp. z o.o. | 64-980 Trzcianka, ul. Staszica 8 | 10.12.2002 | WCC/863D/1452/W/OPO/2002/AJ PCC/917B/1452/W/OPO/2002/AJ | ZPIZPD |
| 46 | Zespół Elektrowni Dolna Odra SA | 74-105 Nowe Czarnowo 76 | 10.12.2002 | OEE/157A/1272/W/1/2002/BT | ZPIZPD |
| 47 | Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 82-300 Elbląg, ul. Fabryczna 3 | 10.12.2002 | WCC/603C/159/W/2/OGD/2002/SA | ZPIZPD |
| 48 | Kombinat Koksochemiczny ZABRZE SA | 41-800 Zabrze, ul. Pawliczka 1 | 11.12.2002 | WCC/343C/505/W/OKA/2002/RK | ZPIZPD |
| 49 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 64-300 Nowy Tomyśl, ul. Komunalna 1 | 11.12.2002 | WCC/310C/227/W/OPO/2002/AJ PCC/319B/227/W/OPO/2002/AJ | ZPIZPD |
| 50 | Zakład Energetyki Ciepłej ENERGO-INVEST SA | 77-230 Kępice, ul. T. Bielaka 8 | 11.12.2002 | WCC/873B/557/W/OGD/2002/SA | ZPIZPD |
| 51 | Firma Usługowo-Handlowa „EFEKT-BIS” Sp. z o.o. | 41-706 Ruda Śląska, ul. Halembaska 98 | 12.12.2002 | OEE/304A/1732/W/1/2002/MS | rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności |
| 52 | Katowicki Holding Węglowy SA | 32-400 Myslenice, ul. Elbląska 14 | 16.12.2002 | OPC/740B/9676/W/2/2002/MJ | rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności |
| 53 | Iwona Lisiewicz – Sprzedaż Paliw Iwona Lisiewicz | 40-022 Katowice, ul. Damrota 18 | 16.12.2002 | PEE/125A/832/W/1/2002/BT OEE/129A/832/W/1/2002/BT | ZPIZPD |
| 54 | Cukrownia Gostyń SA | 57-430 Jugów, ul. Główna 91 | 16.12.2002 | OPC/2278A/3545/W/2/2002/MJ | rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności |
| 55 | | 63-800 Gostyń, ul. Fabryczna 2 | 16.12.2002 | WCC/411A/1157/W/OPO/2002/AJ | zmiana zakresu i przedmiotu prowadzonej działalności oraz terminu obowiązywania koncesji |

| | | | | | |
|----|--|---|--------------------------|--|---|
| 56 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Flupal Sp. z o.o. | 76-200 Słupsk, ul. Bolesława Krzywoustego 8 | 16.12.2002 | WCC/1041A/3819W/OGD/2002/SK PCC/1026A/3819W/OGD/2002/SK | ZPIZPD |
| 57 | Shell Paliwa Polska Sp. z o.o. | 02-306 Warszawa, ul. Bitwy Warszawskiej 1920 r. nr 7 | 17.12.2002 | OPC/30B/3948W/2/2002/AS | zmiana nazwy firmy |
| 58 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 41-902 Bytom, ul. Wrocławska 122 | 17.12.2002 4.04.2003 | WCC/379C/201W/OKA/2002/PS PCC/397C/201W/OKA/2002/PS | ZPIZPD |
| 59 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław SA | 50-413 Wrocław, ul. Walońska 3-5 | 17.12.2002 | WCC/934C/252W/OWR/2002/MB | ZPIZPD |
| 60 | Energetyka Poznańska SA | 60-967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11 | 17.12.2002 | PEE/51B/2688W/1/2002/MS | zmiana zakresu i przedmiotu prowadzonej działalności w związku z realizowaniem opracowanej przez ministra gospodarki konsolidacji pięciu spółek dystrybucyjnych |
| 61 | Biuro Maklerskie REFLEX W. Ozimski Spółka Komandytowa | 90-113 Łódź, ul. Sienkiewicza 9 | 17.12.2002 | OPC/1110A/1034W/2/2002/AS | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 62 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sochaczew Sp. z o.o. | 96-500 Sochaczew, Al. 600-lecia 90 | 17.12.2002 | WCC/463F/341W/OWA/2002/AR PCC/485F/341W/OWA/2002/AR | zamiana zakresu prowadzonej działalności |
| 63 | Przedsiębiorstwo Ciepłownicze Sp. z o.o. | 13-200 Działdowo, ul. M. Zientary Malewskiej 1 b | 18.12.2002 | WCC/39C/406W/OGD/2002/MS | ZPIZPD |
| 64 | Miasto i Gmina Szamotuły – Zakład Gospodarki Komunalnej | 64-500 Szamotuły, ul. Dworcowa 26 | 18.12.2002 | WCC/249E/883W/OPO/2002/AJ | ZPIZPD |
| 65 | Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlane DOMONT | 26-600 Radom, ul. Tartaczna 16/18 | 19.12.2002 | WCC/1056A/4125W/OWA/2002/RW | ZPIZPD |
| 66 | IDEA 98 Sp. z o.o. | 42-680 Tarnowskie Góry, ul. Zagórska 83 | 19.12.2002 | WCC/1002B/3281W/OKA/2002/JL PCC/994B/3281W/OKA/2002/JL | ZPIZPD |
| 67 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. | 62-200 Gniezno, ul. Staszica 13 | 19.12.2002 | WCC/320C/243W/OPO/2002/AJ | ZPIZPD |
| 68 | Elektrociepłownia Rzeszów SA | 35-959 Rzeszów, ul. Ciepłownicza 8 | 20.12.2002 25.04.2003 | WCC/7A/104W/OKR/2002/WS WCC/7B/104W/OKR/2003/WS | zmiana zakresu prowadzonej działalności |
| 69 | Miasto Chodzież – Miejski Zakład Energetyki Ciepłej | 64-800 Chodzież, ul. Paderewskiego 26 | 20.12.2002 | PCC/359A/402W/OPO/2002/AJ | zmiana terminu wyposażenia węzłów w układy autometrycznej regulacji |
| 70 | Zakład Energetyki Ciepłej | 77-200 Miastko, ul. Kowalska 2 | 20.12.2002 | WCC/300B/377W/OGD/2002/JG | ZPIZPD |
| 71 | Polskie Huty Stali – Huta Katowice SA | 41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Piłsudskiego 92 | 23.12.2002 | PCC/685B/593W/OKA/2002/PS | ZPIZPD |
| 72 | Przedsiębiorstwo Inwestycyjno-Ciepłownicze „EKOREM” Sp. z o.o. | 87-800 Włocławek, ul. Papieżka 35 | 23.12.2002 | WCC/940B/45W/OPO/2002/AJ | ZPIZPD |

Zmiany w warunkach koncesji

Zmiany w warunkach koncesji

KONCESJE

| | | | | | |
|----|---|--|------------|--|--|
| 73 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Zamość Sp. z o.o. | 22-400 Zamość, ul. Peowiaków 5 | 24.12.2002 | WCC/15A/150/W/OLB/2002/JD PCC/14A/150/W/OLB/2002/JD | ZPIZPD |
| 74 | Przedsiębiorstwo Energetyczne MEGAWAT Sp. z o.o. | 44-230 Czerwionka-Leszczyny, ul. Młyńska 21a | 30.12.2002 | WCC/485D/287/W/OKA/2002/PP WEE/77C/287/W/OKA/2002/PP | ZPIZPD |
| 75 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 21-400 Łuków, ul. Świdrska 42 | 31.12.2002 | WCC/365C/297/W/OLB/2002/JD | ZPIZPD |
| 76 | Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 33-100 Tarnów, ul. Wita Stwosza 7 | 31.12.2002 | PPG/57B/2834/W/2/2002/AS OGZ/7A/2834/W/2/2002/AS | zmiana zakresu koncesji wynikająca z realizacji rządowego programu restrukturyzacji PGNiG SA, zmiana obszaru działania i siedziby przedsiębiorstwa |
| 77 | Elektrociepłownia Zielona Góra SA | 65-120 Zielona Góra, Al. Zjednoczenia 103 | 31.12.2002 | WCC/303A/1286/W/OSZ/2002/CK | ZPIZPD |
| 78 | Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 41-800 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11 | 3.01.2003 | PPG/58A/2821/W/2/2003/AS OPG/58A/2821/W/2/2003/AS | zmiana nazwy firmy oraz odmowa zmiany początkowej i końcowej daty obowiązywania koncesji |
| 79 | Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25 | 7.01.2003 | PPG/61A/2823/W/2003/AS | zmiana zakresu koncesji wynikająca z realizacji rządowego programu restrukturyzacji PGNiG SA, zmiana obszaru działania i siedziby przedsiębiorstwa |
| 80 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP | 44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Wrocławska 2 | 7.01.2003 | PCC/586C/163/W/OKA/2002/RK OCC/158A/163/W/OKA/2002/RK | ZPIZPD |
| 81 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA | 58-306 Walbrzych, ul. Ogródowa 19 | 27.01.2003 | WCC/560D/163/OKA/2002/RK | ZPIZPD |
| 82 | Zakład Ogólnobudowlany „Hydro-Fach” | 84-239 Boliszewo, ul. Robotnicza 5 | 7.01.2003 | WCC/494D/193/W/OWR/2003/MB | ZPIZPD |
| 83 | BENZOL Z. Mierzajewski Spółka Jawna | 07-410 Ostrolęka, ul. Graniczna 7 | 7.01.2003 | WCC/965A/2839/W/OGD/2003/SK | ZPIZPD |
| 84 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 25-611 Kielce, ul. Mielczarskiego 139/143 | 8.01.2003 | WPC/47A/3294/W/2/2003/MJ MPC/54A/3294/W/2/2003/MJ OPC/348A/3294/W/2/2003/MJ | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 85 | Grupa Energetyczna ENEA SA | 60-967 Poznań, ul. Nowowiejskiego 11 | 8.01.2003 | WCC/215B/192/W/OŁO/2003/LK PCC/227B/192/W/OŁO/2003/LK PEE/51C/2688/W/1/2003/MS OEE/53B/2688/W/1/2003/MS | ZPIZPD |
| | | | | | zmiana nazwy firmy na wniosek Energetyki Poznańskiej SA |

| | | | | | |
|-----|--|---|------------|--|--|
| 86 | Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 61-859 Poznań, ul. Grobla 15 | 8.01.2003 | PPG/59A/2822/W/2/2003/AS OPG/59A/2822/W/2/2003/AS | zmiana zakresu koncesji wynikająca z realizacji rządowego programu restrukturyzacji PGNiG SA, zmiana obszaru działania i siedziby przedsiębiorstwa ZPIZPD |
| 87 | Ostrowski Zakład Ciepłowniczy SA | 63-400 Ostrów Wlkp., ul. Wysocka 57 | 8.01.2003 | WCC/241C/203W/OPO/2003/AJ PCC/255B/203W/OPO/2003/AJ | zmiana związana ze zmniejszeniem ilości źródeł ZPIZPD |
| 88 | PEC Sp. z o.o. | 05-300 Mińsk Mazowiecki, ul. Kościuszki 25 | 9.01.2003 | WCC/251B/346U/OWA/2003/DL PCC/264A/346U/OWA/2003/DL | zmiana związana ze zmniejszeniem ilości źródeł ZPIZPD |
| 89 | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 27-200 Starachowice, ul. Radomska 10 | 9.01.2003 | WCC/52B/173W/OŁO/2003/BW | ZPIZPD |
| 90 | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 78-200 Białogard, ul. Słowińska 1 | 10.03.2003 | PCC/55F/173W/OŁO/2003/BW PCC/55G/173W/OŁO/2003/BW | ZPIZPD |
| 91 | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 78-500 Drawsko Pomorskie, ul. Sobieskiego 8 | 9.01.2003 | WCC/234F/417W/OSZ/2003/BSI | ZPIZPD |
| 92 | Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA | 85-950 Bydgoszcz, ul. Energetyczna 1 | 9.01.2003 | WCC/224D/517W/OSZ/2003/ZD | ZPIZPD |
| 93 | Zespół Elektrowni Wodnych DYCHOW SA | 66-626 Dychów 6a | 13.01.2003 | WCC/50B/1253W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 94 | JK SERVICE Sp. z o.o. | 02-372 Warszawa, ul. Opaczewska 42/1 | 14.01.2003 | WEE/113B/2571W/1/2003/MW OPC/2436B/1551W/2/2003/AJP | rozszerzenie zakresu i przedmiotu prowadzonej działalności ZPIZPD |
| 95 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Doradczo-Handlowe „INKLUZ” | 18-400 Łomża, Al. Legionów 147a | 14.01.2003 | WCC/1024A/3608W/OLB/2003/JD PCC/1010A/3608W/OLB/2003/JD | zmiana zakresu prowadzonej działalności ZPIZPD |
| 96 | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. | 38-300 Gonice, ul. 11-go Listopada 54a | 14.01.2003 | PCC/69C/631W/OKR/2003/WS | zmiana zakresu prowadzonej działalności ZPIZPD |
| 97 | Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej | 67-300 Szprotawa, ul. Chrobrego 1 | 14.01.2003 | WCC/306A/622/OSZ/W/2003/RN PCC/316B/622/OSZ/W/2003/RN | ZPIZPD |
| 98 | POLIMEX-CEKOP SA | 00-950 Warszawa, ul. Czackiego 15/17 | 15.01.2003 | OPC/1665A/670W/2/2003/AS | ZPIZPD |
| 99 | Zakład Energetyki Ciepłej - Gmina Rawicz | 63-900 Rawicz, ul. Winiary 4B | 15.01.2003 | WCC/354C/230W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 100 | Zakłady Chemiczne i Tworzyw Sztucznych „Boryszew” SA | 96-500 Sochaczew, ul. 15-go Sierpnia 106 | 15.01.2003 | WCC/642A/807W/OWA/2003/BH PCC/677B/W?OWA/2003/BH | zmiana związana ze zmniejszeniem ilości mocy zainstalowanej |
| 101 | „WOMAR” BROZEK Spółka Jawna | 97-400 Belchatów, Nowy Świat 23 B | 15.01.2003 | OPC/815B/9702W/2/2003/AJP | zmiana nazwy, siedziby i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 102 | Stacja Paliw Płynnych Maria Czarna i S-ka Spółka Jawna | 37-500 Jarosław, Szwósko-Cegielnia | 16.01.2003 | OPC/1462A/2148W/2/2002/BP | zmiana zakresu prowadzonej działalności oraz formy prawnej przedsiębiorstwa |

Zmiany w warunkach koncesji

KONCESJE

| | | | | | |
|-----|--|---|------------|---|---|
| 103 | ETPOL Ziętał, Gurtman Spółka Jawna | 42-244 Mstów, Wancerczów, ul. Sadowa 1A | 16.01.2003 | OPC/2381A/3864/W/2/2003/MJ | zmiana zakresu prowadzonej działalności ZPIZPD |
| 104 | Dolnośląski Zakład Termoelektryczny SA | 58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1B | 17.01.2003 | WCC/81G/134/W/OWR/2003/HC PCC/87F/134/W/OWR/2003/HC | zmiana terminu obowiązywania promesy ZPIZPD |
| 105 | LEGIZ SA | 10-448 Olsztyn, ul. Głowackiego 28 | 20.01.2003 | WCC/973B/1428/P/1/2003/MS WEE/110B/1428/P/1/2003/MS | zmiana terminu obowiązywania promesy ZPIZPD |
| 106 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 22-100 Chełm, ul. Towarowa 1 | 20.01.2003 | WCC/20B/133/W/OLB/2003/JD | zmiana składu osobowego spółki |
| 107 | Marek Pacholczyk, Alicja Pacholczyk - ZEMAKO Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe SC | 26-600 Radom, ul. Kasandry 4/17 | 20.01.2003 | OPC/1244A/1236/W/2/2003/AJP | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 108 | PTL Bracia Langier Sp. z o.o. | 42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17 | 20.01.2003 | WPC/28A/3352/W/2/2003/MJ MPC/50A/3352/W/2/2003/MJ OPC/183B/3352/W/2/2003/MJ | zmiana siedziby firmy |
| 109 | Bogdan Goworowski - „BMG Bogdan Goworowski” | 81-586 Gdynia, ul. Bł. Królowej Jadwigi 49 | 21.01.2003 | OPC/2070A/1812/W/2/2003/MJ | zmiana siedziby firmy |
| 110 | Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. | 56-400 Oleśnica, ul. 11 Listopada 17 | 22.01.2003 | WCC/421C/373/W/OWR/2003/TT | ZPIZPD |
| 111 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 14-400 Pasłęk, ul. Piłsudskiego 15 | 23.01.2003 | WCC/330B/381/W/OGD/2003/MS | ZPIZPD |
| 112 | Mirosław Nocoń Firma NEX | 42-200 Częstochowa, ul. Piotrkowska 31 | 23.01.2003 | OPC/1621A/2846/W/2/2003/BP | zmiana siedziby firmy |
| 113 | Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o. | 43-200 Pszczyzna, ul. Zdrojowa 4 | 27.01.2003 | PCC/173B/2530/W/OKA/2003/HM | ZPIZPD |
| 114 | Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m.st. Warszawie SA | 02-015 Warszawa, Plac Starynkiewicza 5 | 28.01.2003 | PEE/198A/550/W/1/2003/KJ OEE/228A/550/W/1/2003/KJ | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 115 | Grzegorz Rogala, Artur Drozd „GRE-ART.” SC | 30-050 Skawina, ul. Hallerów 18 | 28.01.2003 | OPC/25228A/4123/W/2/2003/MJ OPC/25229A/4131/W/2/2003/MJ | zmiana zakresu prowadzonej działalności |
| 116 | Hydronika PPU | 75-609 Koszalin, ul. Zwycięstwa 219 | 28.01.2003 | WCC/659D/2696/OSZ/W/2003/RN PCC/693D/2696/OSZ/W/2003/RN | ZPIZPD |
| 117 | Przedsiębiorstwo Finansowo-Konsultingowe GASKON Sp. z o.o. | 00-495 Warszawa, Al. Jerozolimskie 7 | 29.01.2003 | PPG/79A/8073/P/2/2003/AS OPG/80A/8073/P/2/2003/AS | ZPIZPD |
| 118 | ZRUG WARSZAWA SA | 01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25 | 29.01.2003 | PPG/66A/8061/P/2/2003/AS OPG/66A/8061/P/2/2003/AS | zmiana terminu obowiązywania promesy ZPIZPD |
| 119 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej PP | 41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Laski 188 | 29.01.2003 | PCC/54G/168/W/OKA/2002/PP OCC/19D/168/W/OKA/2002/PP | ZPIZPD |
| 120 | Harpen Polska Sp. z o.o. | 53-333 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 28/30 | 29.01.2003 | WCC/742H/11/W/OWR/2003/HC PCC/773B/11/W/OWR/2003/HC | ZPIZPD |
| 121 | Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA | 59-220 Legnica, ul. Poznańska 48 | 29.01.2003 | WCC/130F/157/W/OWR/2003/TT | ZPIZPD |
| 122 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej we Wrześni SA | 62-300 Września, ul. Witkowska 6 | 29.01.2003 | WCC/55B/293/W/OPO/2003/AJ PCC/58D/293/W/OPO/2003/AJ | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |

| | | | | | |
|-----|---|---|------------|---|---|
| 123 | Nyska Energetyka Ciepła – Nysa Sp. z o.o. | 48-300 Nysa, ul. Jagiellońska 10a | 30.01.2003 | WCC/445D/66W/2003/TT | ZPIZPD |
| 124 | „ARGE” Sp. z o.o. | 31-586 Kraków, ul. Centralna 53/71 | 4.02.2003 | OPC/2586A/4171W/2/2003/AS | zmiana nazwy przedsiębiorstwa |
| 125 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „DEF” Sp. z o.o. | 02-372 Warszawa, ul. Opaczewska 33/7 | 6.02.2003 | OPC/898A/9520W/2/2002/AJP | zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 126 | Energetyka Ciepła i Odlewnie Ostrowieckie Sp. z o.o. | 27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Świętokrzyska 8 | 6.02.2003 | WCC/231C/691W/OLO/2003/TB | zmiana nazwy przedsiębiorstwa |
| 127 | LOTOS PARTNER Sp. z o.o. | 81-339 Gdynia, ul. Polska 1D | 6.02.2003 | WPC/76A/4099W/2/2003/AJP MPC/128B/4099W/2/2003/AJP OPC/2514B/4099W/2/2003/AJP | zmiana nazwy i siedziby przedsiębiorstwa |
| 128 | SUGARPOL (TORUŃ) Sp. z o.o. | 87-100 Toruń, ul. Szosa Bydgoska 40/62 | 6.02.2003 | WCC/681A/1172W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 129 | „GASTRO-PAL” Sp. z o.o. | 09-206 Słupia, Mańkowo 28 | 7.02.2003 | OPC/2038A/3306W/2/2003/AJP | rozszerzenie zakresu i przedmiotu prowadzonej działalności |
| 130 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 11-500 Giżycko, ul. Białostocka 35 | 11.02.2003 | WCC/394F/303W/OGD/2003/DJ | ZPIZPD |
| 131 | Zakłady Chemiczne ROKITA SA | 56-120 Brzeg Dolny, ul. Sienkiewicza 4 | 11.02.2003 | OEE/192B/9256W/1/2003/MS | ZPIZPD |
| 132 | Miasto i Gmina Łabiszyn – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaninowej | 89-210 Łabiszyn, ul. 11-go Stycznia 11 | 11.02.2003 | WCC/1049A/2497W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 133 | Zakłady Przemysłu Bawełnianego „FROTEX” SA | 48-200 Prudnik, ul. Nyska 10 | 12.02.2003 | PCC/452B/1134W/OWR/2003/TT | ZPIZPD |
| 134 | Ozorkowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. | 95-035 Ozorków, ul. Żwirki 30 | 12.02.2003 | WCC/854A/2790W/OLO/2003/RK PCC/790B/2790W/OLO/2003/RK | wybudowanie własnego źródła ciepła i rezygnacja z dotychczasowej dzierżawy obcego źródła ciepła i sieci ciepłowniczej |
| 135 | Konieczpolskie Zakłady Płyt Płiśniowych | 42-230 Koniecpol, ul. Kolejowa 3 | 13.02.2003 | PCC/438B/717W/OKA/2003/KR | ZPIZPD |
| 136 | Wiesław Gołębiewski, Barbara Gołębiewska – „INTER-HOUSE” SC | 03-680 Warszawa, ul. Nefytowa 28 | 17.02.2003 | OPC/1511A/2393W/2/2003/MJ | zmiana siedziby przedsiębiorstwa |
| 137 | Najechalcki, Osieńska-Najechalcka „HAKONA” Spółka Jawna | 09-100 Płońsk 1, Œwiklinek | 17.02.2003 | OPC/1229A/1219W/2/2003/BP | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 138 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Lubań Sp. z o.o. | 59-800 Lubań, Plac 3-Maja 11 | 17.02.2003 | WCC/6D/375W/OWR/2003/TT | ZPIZPD |
| 139 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 11-100 Lidzbark Warmiński, ul. Astronomów 47 | 18.02.2003 | WCC/524C/429W/OGD/2003/AP PCC/552B/429W/OGD/2003/AP | ZPIZPD |
| 140 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „OMEGA” Sp. z o.o. | 67-200 Głogów, ul. Mickiewicza 46 | 18.02.2003 | OPC/2583A/4083W/2/2003/AS | zmiana siedziby przedsiębiorstwa |
| 141 | SFW Energia Sp. z o.o. | 44-100 Głitwice, ul. św. Urbana 17 | 20.02.2003 | WCC/907C/1528W/OKA/2002/RZ PCC/934C/1528W/OKA/2002/RZ | ZPIZPD |

Zmiany w warunkach koncesji

| | | | | | |
|-----|--|--|------------|--|---|
| 142 | Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA | 00-834 Warszawa, ul. Pańska 73 | 21.02.2003 | WEE/43C/2876/W/1/2003/KJ | ZPIZPD |
| 143 | ORLEN GAZ Sp. z o.o. | 09-411 Płock, ul. Zglenickiego 46a | 21.02.2003 | OPC/133B/3220/W/2/2003/MJ | zmiana nazwy przedsiębiorstwa |
| 144 | Andrzej Ligara - FHU „LIGARA” | 33-300 Nowy Sącz, ul. Lwowska 140 | 21.02.2003 | OPC/1508A/1870/W/2/2003/AJP | rozszerzenie zakresu i przedmiotu prowadzonej działalności oraz adresu |
| 145 | Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko-Własnościowa | 63-800 Gostyń, ul. Lokietka 2 | 21.02.2003 | WCC/716B/2863/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 146 | Centrum Usług Proekologicznych Sektora Naftowego CPN EKOSERWIS Sp. z o.o. | 66-016 Czerwińsk, ul. Naftowa 1 | 21.02.2003 | OPC/1261A/1314/W/2/2003/MJ | rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności |
| 147 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GAMA” Andrzej Jurek Spółka Jawna | 67-200 Głogów, Al. Kazimierza Wielkiego 6 | 21.02.2003 | OPC/1440A/2182/W/2/2003/AJP | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 148 | Zakłady Naprawcze Taboru Kolejowego w Łapach SA | 18-100 Łapy, ul. ppłk Nińskiego-Łapińskiego 29 | 24.02.2003 | WCC/378A/1360/W/OLB/2003/JD PCC/770A/1360/W/OLB/2003/JD | ZPIZPD |
| 149 | Wspólne Przedsiębiorstwo „PROMEX” T. Ciarkowski, M. Czechowski Spółka Jawna | 83-000 Pruszcz Gdański, ul. Zastawna 1 | 24.02.2003 | WCC/69C/384/W/OGD/2003/JG PCC/76C/384/W/OGD/2003/JG | ZPIZPD |
| 150 | Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA | 00-876 Warszawa, ul. Ogródowa 59 a | 25.02.2003 | WEE/43C/2876/W/1/2003/KJ | ZPIZPD |
| 151 | Miasto i Gmina Chmielnik Zakład Usług Komunalnych w Chmielniku | 26-020 Chmielnik, Zrecze Duże 1a | 25.02.2003 | WCC/914A/2629/W/OŁO/2003/TB PCC/400B/2629/W/OŁO/2003/TB | zmiana nazwy zakładu budżetowego, w formie którego miasto i gmina Chmielnik prowadzi koncesjonowaną działalność |
| 152 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe ENCO | 41-914 Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 165 | 25.02.2003 | WCC/358D/330/W/OKA/2002/AK PCC/368B/330/W/OKA/2002/AK | ZPIZPD |
| 153 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „TERMAL” SA | 59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 2 | 25.02.2003 | WCC/431C/208/W/OWR/2003/HC | ZPIZPD |
| 154 | Arctic Paper Kostrzyn SA | 66-470 Kostrzyn n/Odrą, ul. Fabryczna 1 | 25.02.2003 | WCC/613A/585/W/1/2003/KJ PEE/79A/585/W/1/2003/KJ OEE/80A/585/W/1/2003/KJ | zmiana nazwy przedsiębiorstwa |
| 155 | Dariusz Skrzyński - „SCAWIN” | 76-251 Kobylnica, ul. Główna 41 | 25.02.2003 | OPC/424B/3095/W/2/2003/AJP | zmiana siedziby przedsiębiorstwa |
| 156 | Miasto Hrubieszów - Zakład Energetyki Ciepłej | 22-500 Hrubieszów, ul. Gródecka 40A | 26.02.2003 | WCC/316C/391/W/OLB/2003/JD | ZPIZPD |
| 157 | Elektrownia Bełchatów II Sp. z o.o. | 97-427 Rogowiec | 26.02.2003 | OEE/199A/8014/W/1/2003/KJ | zmiana nazwy przedsiębiorstwa |
| 158 | „ANWIM-OIL” Sp. z o.o. | 01-167 Warszawa, ul. Zawiszy 12 | 27.02.2003 | OPC/2322A/3745/W/2/2003/MJ | zmiana siedziby przedsiębiorstwa |
| 159 | Przedsiębiorstwo Usług Morskich SHIP-SERVICE SA | 01-648 Warszawa, ul. Sobocka 23 | 27.02.2003 | OPC/459B/9322/W/2/2003/AJP | rozszerzenie prowadzonej działalności oraz zmiana siedziby |

| | | | | | |
|-----|--|--|------------|--|---|
| 160 | Firma Transportowo-Handlowo-Usługowa „EURO-DOREX” B. K. Czechowscy, D. A. Zglec Spółka Jawna | 07-200 Wyszaków, ul. Sienkiewicza 7 | 27.02.2003 | OPC/429B/9399/W/2/2003/MJ | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 161 | PKS Starachowice SA | 27-200 Starachowice, ul. Wiosenna 5 | 27.02.2003 | OPC/1411A/2143/W/2/2002/AJP | zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa oraz numeru region |
| 162 | PETRICO SA | 78-230 Karlino, ul. Koszalińska 96 A | 27.02.2003 | PPG/18D/2794/W/2/2003/AS OPG/17D/2794/W/2/2003/AS | rozszerzenie prowadzonej działalności |
| 163 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 98-100 Łask, ul. Mickiewicza 4a | 27.02.2003 | WCC/564B/410/W/OŁO/2003/LK | wzrost łącznej mocy zainstalowanej źródła ciepła |
| 164 | Elektrociepłownia „EC-WSK Rzeszów” Sp. z o.o. | 35-959 Rzeszów, ul. Ciepłownicza 8 | 28.02.2003 | WCC/165A/1338/W/OKR/2003/WS | ZPIZPD |
| 165 | Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zgorzelcu Sp. z o.o. | 59-900 Zgorzelec, ul. Groszowa 1 | 28.02.2003 | WCC/110C/400/W/OWR/2003/JK | ZPIZPD |
| 166 | Hurt Detal Paliw Spółka Jawna Z. Szabat, A. Usielski | 91-341 Łódź, ul. Brukowa 26 | 28.02.2003 | OPC/1309A/1322/W/2/2003/AJP | zmiana nazwy i formy prawnej oraz siedziby przedsiębiorstwa |
| 167 | Poznańska Energetyka Ciepła SA | 60-321 Poznań, ul. Świerzawska 18 | 4.03.2003 | WCC/448D/154/W/OPO/2003/AJ PCC/469E/154/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 168 | Stacja Paliw „ROS-OIL” Zbigniew i Andrzej Roslaniec Spółka Jawna | 08-440 Piława, Lipówki, ul. Zaszosie 20 | 5.03.2003 | OPC/1521A/2156/W/2/2003/MJ | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 169 | Arkadiusz Wolanin – „ALEX” | 41-200 Sosnowiec, ul. Kaliska 14A/9 | 5.03.2003 | OPC/2458/3940/W/2/2003/BP | zmiana nazwy i adresu przedsiębiorstwa |
| 170 | „PRONAFIT” Emil Fedorczuk, Janusz Jurkiewicz, Genowefa Rędzińska | 59-220 Legnica, ul. Masarska 17 | 5.03.2003 | OPC/1906A/3202/W/2/2002/BP | zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 171 | Energotech-2 Sp. z o.o. | 72-600 Świnoujście, ul. Armii Krajowej 3/14-15 | 5.03.2003 | WCC/755B/453/OSZU/2003/BS PCC/893A/453/OSZU/2003/BS OCC/228A/453/OSZU/2003/BS WCC/755C/453/OSZU/2003/BS | zmiana nazwy przedsiębiorstwa |
| 172 | Elektrociepłownie Kujawskie Sp. z o.o. | 88-100 Inowrocław, ul. Fabryczna 4 | 5.03.2003 | WEE/159A/3829/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 173 | Sydkraft Term Sp. z o.o. | 60-351 Poznań, ul. Zakręt 8 | 6.03.2003 | WCC/1030B/3706/W/OPO/2003/AJ PCC/1014B/3706/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 174 | Przedsiębiorstwo Polowów, Przetwórstwa i Handlu „Daimor” SA | 81-340 Gdynia, ul. Hryniewieckiego 10 | 6.03.2003 | PCC/343A/829/W/OGD/2003/SK | zmiana terminu wyposażenia węzłów w układy automata-tycznej regulacji |

Zmiany warunków koncesji

| | | | | | |
|-----|---|--|--------------------------|---|---|
| 175 | Ryszard Kietliński – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „KRAFT” | 02-909 Warszawa, ul. Bonifacego 102 | 7.03.2003 | OPC/986A/848/W/2/2003/BP | zmiana adresu przedsiębiorstwa |
| 176 | PEC Siedlce | 08-100 Siedlce, ul. Starzyńskiego 7 | 7.03.2003 | WCC/56C/W/OWA/2003/AR WEE/122A/2895/W/OWA/2003/AR | ustalenie jednolitego tekstu |
| 177 | Zbigniew Brzozowski – PHU „MILION” Hurt-Detal | 09-442 Rogoźno, Boryszewo-Stróżewko | 7.03.2003 | OPC/227B/3196/W/2/2003/BP | zmiana nazwy i adresu przedsiębiorstwa |
| 178 | Statoil Lubricants Śląsk Sp. z o.o. | 41-200 Sosnowiec, Al. Mireckiego 22 | 7.03.2003 | OPC/149A/9263/W/2/2003/AJP | zmiana nazwy przedsiębiorstwa |
| 179 | AMB GASOLIN Sp. z o.o. | 85-121 Bydgoszcz, ul. Chotomiewskiego 46 | 7.03.2003 | OPC/1728/2939/W/2/2003/BP | zmiana nazwy i adresu przedsiębiorstwa |
| 180 | Lidman Energetyka Ciepła Sp. z o.o. | 42-520 Dąbrowa Górnicza, Al. Zwycięstwa 97 | 11.03.2003 11.04.2003 | WCC/946B/1637/W/OKA/2003/AK PCC/952B/1637/W/OKA/2003/AK | ZPIZPD |
| 181 | Spółdzielnia Mieszkaniowa | 58-260 Bielawa, Osiedle Włókniarzy 1 | 11.03.2003 | WCC/1054A/4002/W/OWR/2003/JJ | ZPIZPD |
| 182 | Sydkraft EC Słupsk Sp. z o.o. | 76-200 Słupsk, ul. Stoneczna 15D | 11.03.2003 | WCC/288E/140/W/OGD/2003/KK PCC/301D/140/W/OGD/2003/KK | zmiana nazwy firmy |
| 183 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej SA | 27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Żabia 40 | 12.03.2003 | OPC/1602A/2757/W/2/2003/AJP | zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 184 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Zielona Góra SA | 65-014 Zielona Góra, ul. Jana z Kolna 2A | 12.03.2003 | OPC/1620B/2875/W/2/2003/BP | zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 185 | „FDF” Sp. z o.o. | 70-101 Szczecin, ul. Madalińskiego 8 | 12.03.2003 | OPC/2296A/3778/W/2/2003/AJP | zmiana adresu przedsiębiorstwa |
| 186 | Grzegorz J. Kislewicz, Robert A. Pazdro – „STANDARD OIL” Sp. z o.o. | 30-222 Kraków, ul. Morełowa 28 | 13.03.2003 | OPC/2525A/3870/W/2/2003/MJ | zmiana formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 187 | Zakład Odmatanowania Kopalni „ZOK II” Sp. z o.o. | 44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26 | 13.03.2003 | PCC/1022A/3523/W/OKA/2002/RZ | ZPIZPD |
| 188 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Suwałkach Sp. z o.o. | 16-400 Suwałki, ul. Przemysłowa 6 | 17.03.2003 | WCC/523C/135/W/OLB/2003/JD | ZPIZPD |
| 189 | SPEC Warszawa | 02-591 Warszawa, ul. Batorego 2 | 18.03.2003 | WCC/155D/170/W/OWA/2003/AS PCC/164A/170/W/OWA/2003/AS OCC/49A/170/W/OWA/2003/AS | zmiana formy prawnej |
| 190 | Gmina Gniewkowo – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej | 88-140 Gniewkowo, ul. Kilińskiego 9 | 18.03.2003 | WCC/658C/2254/W/OPO/2003/AJ PCC/692A/2254/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 191 | Elektrociepłownia „Toruń” SA | 87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6 | 19.03.2003 | WCC/383B/1333/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 192 | ELEKTROCIEPŁOWNIA STARACHOWICE Sp. z o.o. | 27-200 Starachowice, ul. Radomska 29 | 20.03.2003 | WCC/1036A/8053/P/OLO/2003/TB WEE/157A/8053/P/OLO/2003/TB | przedłużenie terminu obowiązywania promesy |
| 193 | CIEPŁOWNIA Sp. z o.o. | 95-070 Aleksandrów Łódzki, ul. Piotrkowska 10/12 | 20.03.2003 | PCC/802B/185/W/OLO/2003/BG | ZPIZPD |

| | | | | | |
|-----|---|---|------------|--|--|
| 194 | Agencja Własności Rolnej Skarbu Państwa | 00-215 Warszawa, ul. Dolańskiego 2 | 21.03.2003 | WCC/853C/973/W/OWA/2003/AS PCC/912C/973/W/OWA/2003/AS | ZPIZPD |
| 195 | „ENERGIA-ECO” Sp. z o.o. | 00-839 Warszawa, ul. Towarowa 7a | 21.03.2003 | OEE/338A/4322/W/1/2003/MW | zmiana adresu przedsiębiorstwa |
| 196 | ABC Logistic SA | 26-600 Radom, ul. Idalińska 53 | 21.03.2003 | OPC/2492A/4088/W/2/2003/BP | rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności |
| 197 | PHU TERMOINSTAL Wiesław Kucab | 57-300 Kłodzko, ul. Kardynała Wyszyńskiego 4/12 | 21.03.2003 | WCC/1054A/4002/W/OWR/2003/MB | ZPIZPD |
| 198 | Gabriel A. Kropkowski – „OLKOP” Hurtownia Olejów i Paliw, Części i Podzespołów Ciągnikowych | 87-410 Kowalewo Pomorskie, Frydrychowo | 21.03.2003 | OPC/601B/3305/W/2/2003/MJ | rozszerzenie zakresu prowadzonej działalności |
| 199 | Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych i Komunalnych „UNIKOM” Sp. z o.o. w Gdańsku | 80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 31 | 24.03.2003 | WCC/175C/514/W/OGD/2003/DJ PCC/189A/514/W/OGD/2003/DJ | ZPIZPD |
| 200 | Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 81-213 Gdynia, ul. Opata Hackiego 14 | 25.03.2003 | WCC/286E/164/W/OGD/2003/KK PCC/299E/164/W/OGD/2003/KK | ZPIZPD |
| 201 | Tadeusz Zieliński – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe | 88-430 Janowiec Wlkp., ul. Bielawska 6 | 26.03.2003 | OPC/657B/9419/W/2/2003/AJP | ZPIZPD |
| 202 | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 46-100 Namysłów, ul. Łąckańska 12 | 31.03.2003 | WCC/640C/88/W/OWR/2003/HC | ZPIZPD |
| 203 | MEC Sp. z o.o. | 78-400 Szczecinek, ul. Armii Krajowej 81 | 31.03.2003 | WCC/669A/283/W/OSZ/2003/JC PCC/697A/283/W/OSZ/2003/JC | ZPIZPD |
| 204 | „EKOMAT” Stacja Paliw Mateusiak Spółka Jawna | 96-514 Rybno, Jasieniec 8 | 31.03.2003 | OPC/2111A/2549/W/2/2003/MJ | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 205 | MPEC Kraków SA | 30-969 Kraków, ul. Jana Pawła II 88 | 2.04.2003 | WCC/175C/215/W/OKR/2003/WS | zmiana zakresu prowadzonej działalności |
| 206 | MPEC Nowy Sącz Sp. z o.o. | 33-300 Nowy Sącz, ul. Wiśniowieckiego 56 | 2.04.2003 | WCC/607D/257/W/OKR/2003/WS | zmiana zakresu prowadzonej działalności |
| 207 | Zakład Energetyczny Wrocław SA | 53-314 Wrocław, Plac Powstańców Śląskich 20 | 2.04.2003 | PEE/23A/2704/W/1/2003/MS OEE/25B/2704/W/1/2003/MS | zmiana treści warunków koncesyjnego |
| 208 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 53-333 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 28/30 | 3.04.2003 | WCC/975A/9279/W/OWR/2003/HC | zmiana siedziby firmy |
| 209 | OPEC Grudziądz Sp. z o.o. | 86-300 Grudziądz, ul. Budowlanych 7 | 3.04.2003 | WCC/172C/209/W/OPO/2003/AJ PCC/187B/209/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 210 | Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. | 87-410 Kowalewo Pomorskie, ul. Brodnicka 1 | 3.04.2003 | WCC/885B/1571/W/OPO/2003/AJ | zmiana przedmiotu i zakresu działalności, formy prawnej oraz nazwy |
| 211 | Firma „HYSBIS” Marcin, Ryszard, Wanda Hysa | 23-400 Biłgoraj, Al. Młodości 1 | 7.04.2003 | OPC/1006B/480/W/2/2003/BP | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 212 | EKOLOGIA L.P.G. Dariusz Kozłowski Ireneusz Dziurdzia Spółka Jawna | 58-113 Lutomia, Bojanice | 7.04.2003 | OPC/1002B/667/W/2/2003/BP | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |

| | | | | | |
|-----|---|---|------------|---|--|
| 213 | A.J.P. „MARCHAND” Piotr Ślepowroński i Wspólnicy Spółka Jawna | 66-400 Gorzów Wlkp., ul. Dojazdowa 1a | 7.04.2003 | OPC/1035B/838W/2/2003/BP | zmiana formy prawnej i nazwy firmy ZPIZPD |
| 214 | Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 80-433 Gdańsk, ul. Zawiszy Czarnego 17 | 7.04.2003 | WCC/27H/169W/OGD/2003/DJ | |
| 215 | „RYMAR” Chętnik i Król Spółka Jawna | 30-241 Kraków, ul. Olszanička 174 | 8.04.2003 | OPC/728A/791W/2/2003/AS | zmiana formy prawnej i nazwy firmy ZPIZPD |
| 216 | Zakład Energetyki Ciepłej Prudnik Jednoosobowa Spółka Gminy Prudnik Sp. z o.o. | 48-231 Lubrza, ul. Zielona 1 | 8.04.2003 | WCC/612A/76W/OWR/2003/TT | |
| 217 | LARGO-TRADE Sp. z o.o. | 44-253 Rybnik, ul. Jastrzębska 10 | 9.04.2003 | OPC/2147A/3546U/2/2003/MJ | zmiana siedziby firmy |
| 218 | Zakład Gospodarki Ciepłej Śląskiej Akademii Medycznej | 40-752 Katowice, ul. Medyków 30 | 10.04.2003 | WCC/805B/466W/OKA/2003/PS PCC/848B/466W/OKA/2003/PS | zmiana nazwy firmy |
| 219 | „MARKUS” Knapik & Knapik Spółka Jawna | 43-600 Jaworzno, ul. Olszewskiego 23 | 10.04.2003 | OPC/533B/9542U/2/2003/BP | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 220 | PHU „POLNAFT” w Jaworzynie Śląskiej Tadeusz Michalik i Henryk Prochera Spółka Jawna | 58-140 Jaworzyna Śląska, ul. Towarowa 2 | 10.04.2003 | OPC/728A/810W/2/2003/AJP | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 221 | Centrum Produktów Naftowych Kruszyk i S-ka Spółka Jawna | 63-200 Jarocin, ul. Moniuszki 33 | 10.04.2003 | OPC/1457A/1084W/2/2003/AJP | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 222 | B.H. „MOTOR-OIL” M. G. Pomianowscy Spółka Jawna | 05-500 Piaseczno, ul. Nadarzyńska 53 | 11.04.2003 | OPC/478B/3038W/2/2003/AS | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 223 | Ryszard Gosk – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GOSK-KRUSZ” | 18-400 Łomża, Al. Legionów 152 | 11.04.2003 | OPC/2394A/9707U/2/2003/MJ | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 224 | „FED-BAR” Leopold Fedyk Spółka Jawna | 38-306 Libusza 24, gm. Biecz | 11.04.2003 | OPC/323A/3589U/2/2003/MJ | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 225 | PPHU „TRANS-POL” Spółka Jawna Zygmunt Panusiak i S-ka | 58-124 Marcinowice, Wirki 34 | 11.04.2003 | OPC/540A/9603U/2/2003/MJ | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 226 | PHU „GRELEN” Szymon Grech i Roman Lenczuk Spółka Jawna | 59-101 Polkowice, Stacja Paliw – Droga Nr 3 | 11.04.2003 | OPC/1131B/1184U/2/2003/BP | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 227 | Stacja Paliw „ELPAL” M. Kaman, R. Marczuk, E. Wysocki Spółka Jawna | 59-220 Legnica, ul. Wałbrzyska 1 | 11.04.2003 | OPC/2086A/3518W/2/2003/BP | zmiana formy prawnej firmy |
| 228 | „CARBO” HOLDING Sp. z o.o. | 65-536 Zielona Góra, ul. Wyszyńskiego 14 | 11.04.2003 | OPC/1222A/1218W/2/2003/BP | zmiana nazwy firmy |
| 229 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ANDPOL” Irena Klimas, Adam Klimas Spółka Jawna | 85-657 Bydgoszcz, ul. Kozietulskiego 1 B | 11.04.2003 | OPC/2310A/3627U/2/2003/MJ | zmiana siedziby firmy |
| 230 | ETPOL Krzysztof Jacaszek, Halina Jacaszek Spółka Jawna | 95-035 Ozorków, Aleksandria 15A | 11.04.2003 | OPC/897C/874W/3/2003/BP | zmiana nazwy firmy |
| 231 | „K & J” Kazimierz Koterba, Janina Koterba Spółka Jawna | 43-603 Jaworzno, ul. Wojska Polskiego 2 | 14.04.2003 | OPC/1816A/2934W/2003/BP | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 232 | Pfeifer & Langen Polska SA | 63-800 Gostyń, ul. Fabryczna 2 | 14.04.2003 | WCC/411B/1157W/OPO/2003/AJ PCC/1045A/1157W/OPO/2003/AJ WEE/163A/1157W/OPO/2003/AJ | zmiana nazwy cukrowni „Gostyń” SA |
| 233 | Gostyńska Spółdzielnia Mieszkaniowa | 63-800 Gostyń, ul. Łokietka 2 | 14.04.2003 | WCC/716C/2863W/OPO/2003/AJ PCC/745B/2863W/OPO/2003/AJ OCC/208A/2863W/OPO/2003/AJ | zmiana nazwy firmy |

| | | | | | |
|-----|---|--|------------|---|---|
| 234 | „STATOIL POLSKA PARTNER” Sp. z o.o. | 00-465 Warszawa, ul. 29 Listopada 10 | 15.04.2003 | OPC/28E/3252/W/2/2003/AS | zmiana nazwy firmy |
| 235 | TANK-PLUS Sp. z o.o. | 42-200 Częstochowa, ul. Bór 182 | 15.04.2003 | OPC/1897B/2839/W/2/2003/AS | zmiana siedziby firmy |
| 236 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Kluczborku Sp. z o.o. | 46-203 Kluczbork, ul. Byczyńska 120 | 15.04.2003 | OPC/1883A/2623/W/2/2003/AS | zmiana formy prawnej firmy |
| 237 | Sprzedaż Paliw i Akcesoriów Samochodowych „FORMAX” Z. Figlus, J. Pęcherz, H. Pęcherz Spółka Jawna | 97-413 Bełchatów, ul. Radomszczańska 15 | 15.04.2003 | OPC/584A/9620/W/2003/AS | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 238 | Mieczysław Zajac „ZARUS” | 34-222 Zawoja 1555 | 16.04.2003 | OPC/304B/9420/W/2/2003/BP | zmiana nazwy firmy |
| 239 | Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA | 60-960 Poznań, ul. Gdynska 54 | 16.04.2003 | WCC/194F/1270/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |
| 240 | PPHU „Oktan” Miodek Andrzej, Miodek Małgorzata Spółka Jawna | 90-348 Łódź, ul. Tylna 7 | 16.04.2003 | OPC/752B/4426/W/2/2003/AS | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 241 | „ENERGOOPTIM” Bartkowiak i Wspólnicy Spółka Jawna | 60-476 Poznań, ul. Druskiennicka 8/10 | 17.04.2003 | WCC/990B/1723/W/OPO/2003/AJ | zmiana nazwy, adresu oraz przedmiotu i zakresu działalności |
| 242 | Gmina Strzelno – Zakład Energetyki Ciepłej | 88-230 Strzelno, Osiedle Piastowskie 4 | 17.04.2003 | WCC/865A/1422/W/OPO/2003/AJ PCC/533A/1422/W/OPO/2003/AJ | zmiana przedmiotu i zakresu działalności oraz formy prawnej |
| 243 | „MEGA” Spółka Jawna Kuciński-Włodarscy | 09-200 Sierpc, ul. Pułaskiego 34-36 | 22.04.2003 | OPC/1029B/9857/U/2/2003/MJ | zmiana formy prawnej i nazwy firmy |
| 244 | „EEDP” Sp. z o.o. | 00-839 Warszawa, ul. Towarowa 7a | 23.04.2003 | OEE/339A/4321/W/1/2003/MW | zmiana siedziby firmy |
| 245 | „EEW” Sp. z o.o. | 00-839 Warszawa, ul. Towarowa 7a | 23.04.2003 | OEE/341A/4323/W/1/2003/MS | zmiana siedziby firmy |
| 246 | PHU „MARTYNA” M. Włodarska, W. Włodarski, A. Włodarski Spółka Jawna | 14-300 Morąg, ul. Wenecka 1 B | 23.04.2003 | OPC/1177A/1099/W/2/2003/AJP | zmiana formy prawnej, nazwy firmy i zakresu działalności |
| 247 | Przedsiębiorstwo Prywatne Handlowo-Usługowe „PETROL-HAWEN” Jerzy Zmysłony, Aleksandra Zmysłona Spółka Jawna | 64-920 Pila, ul. Dąbrowskiego 8 | 23.04.2003 | OPC/335B/3364/W/2/2003/MJ | rozszerzenie zakresu działalności |
| 248 | „LOTOS PALIWA” Sp. z o.o. | 80-116 Gdańsk, ul. Szara 32-33 | 24.04.2003 | OPC/1045B/733/W/2/2003/AJP | zmiana nazwy firmy |
| 249 | „WINDVEST – POLAND” Sp. z o.o. | 81-523 Gdynia, ul. Mestwina 16 | 24.04.2003 | WEE/154A/3541/P/1/2003/MS | ZPIZPD |
| 250 | ZelGaz Sp. z o.o. | 65-602 Zielona Góra, ul. Miodowa 3 | 25.04.2003 | WCC/1066A/4160/W/OSZ/2003/BK PCC/1049A/4160/W/OSZ/2003/BK OCC/311A/4160/W/OSZ/2003/BK | zmiana siedziby firmy |
| 251 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 84-300 Łęborg, ul. Pionierów 11 | 25.04.2003 | WCC/401A/438/W/OGD/2003/KK PCC/418B/438/W/OGD/2003/KK | ZPIZPD |
| 252 | Wytwórnia Konstrukcji Stalowych MOSTOSTAL Chojnice SA | 89-600 Chojnice, ul. Przemysłowa 4 | 25.04.2003 | WCC/694A/626/W/OGD/2003/AP PCC/721A/626/W/OGD/2003/AP | zmiana nazwy firmy oraz przedmiotu i zakresu działalności |
| 253 | Wojciech Kuczyk – „VOYDAREX” Wojciech Kuczyk | 81-231 Gdynia, ul. Marii Skłodowskiej-Curie 19 | 29.04.2003 | WCC/402C/332/W/OGD/2003/CW PCC/419C/332/W/OGD/2003/CW | ZPIZPD |
| 254 | Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. | 89-400 Sępólno Krajeńskie, ul. Orzeszkowej 8 | 29.04.2003 | WCC/222B/530/W/OPO/2003/AJ PCC/235A/530/W/OPO/2003/AJ | ZPIZPD |

Zmiany w warunkach koncesji

| | | | | | |
|-----|---|--|------------|-----------------------------|--|
| 255 | PPH U WROPOL ENGINEERING Józef Korsak | 55-330 Miękina, Lutynia, ul. Wróblowicka 3 | 6.05.2003 | OPC/572B/9509/W/2/2003/MJ | zmiana nazwy firmy |
| 256 | Waldemar Walczak - Prywatne Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PETROVAL” | 99-100 Kutno, ul. Kościuszki 56 | 6.05.2003 | OPC/69B/4073/U/2/2003/MJ | zmiana adresu firmy |
| 257 | Rafineria Nafty GLIMAR SA | 38-320 Gorlice, ul. Michalusa 1 | 7.05.2003 | MPC/7A/1690/W/2/2003/AJP | ZPIZPD |
| 258 | KAFENA SA | 40-004 Katowice, Al. Korfańskiego 8 | 7.05.2003 | OPC/2619A/4220/W/2/2003/AJP | ZPIZPD |
| 259 | Firma LES-POL Zbigniew Organiszczak | 64-100 Leszno, ul. Lipowa 4 | 8.05.2003 | OPC/778B/821/W/2/2003/MJ | zmiana nazwy firmy |
| 260 | TEXTILIMPEX Sp. z o.o. | 90-950 Łódź, ul. Traugutta 25 | 12.05.2003 | OPC/102A/3579/W/2/2003/AJP | ZPIZPD |
| 261 | LUKASZ Sp. z o.o. | 30-713 Kraków, ul. Szklarska 14/2 | 15.05.2003 | OPC/2552A/4127/U/2/2003/MJ | zmiana adresu firmy |
| 262 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe PST Mazepa i Sanocki Spółka Jawna | 37-550 Radymno, ul. Ziota Góra 19 | 15.05.2003 | OPC/926C/9835/W/2003/AJP | ZPIZPD |
| 263 | Elektrownia OPOLE SA | 46-021 Brzezie k/Opola | 15.05.2003 | WEE/35A/1250/W/1/2003/KJ | ZPIZPD |
| 264 | DORADON SA | 77-310 Debrzno, ul. Przechodnia 7/10 | 15.05.2003 | WPC/21B/2869/W/2/2003/AJP | zmiana nazwy firmy |
| 265 | Zakład Usługowo-Handlowy Jerzy Kutowski - Jan Ozga Spółka Jawna | 86-141 Lniano, ul. Wyzwolenia 4 | 15.05.2003 | OPC/2454/2365/W/2/2003/AJP | ZPIZPD |
| 266 | PETRO-MAD Z. Maciejewski, J. Dowgielewicz Spółka Jawna | 78-520 Złocień, ul. Piaskowa 19 | 16.05.2003 | MPC/108A/3118/U/2/2003/MJ | zmiana formy prawnej firmy |
| 267 | OLGROS Jerzy Groszek, Ewa Groszek Spółka Jawna | 08-110 Siedlce, ul. Starzyńskiego 13 | 21.05.2003 | OPC/1912A/3118/U/2/2003/MJ | zmiana nazwy firmy |
| 268 | Adam Wróbel - PHU „ADAM-OIL” | 63-100 Śrem, Zaulek Olgi Boznańskiej 15 | 21.05.2003 | OPC/1592A/2789/W/2/2003/BP | zmiana adresu firmy |
| 269 | AUTOBUTLEGASZ Jerzy Szczygiel, Henryk Nowak Spółka Jawna | 62-067 Rakoniewice, ul. Kolejowa 36 | 23.05.2003 | OPC/552A/9997/W/2/2003/MJ | zmiana przedmiotu i zakresu działalności oraz formy prawnej przedsiębiorstwa |
| 270 | OILGAZ A. Hemering, I. Brzeziński Spółka Jawna | 85-757 Bydgoszcz, ul. Portowa 8 | 23.05.2003 | OPC/1214/964/U/2/2003/BP | zmiana nazwy i formy prawnej firmy |
| 271 | HARABOSS L. Wach, D. Michalski, S. Michalski Spółka Jawna | 28-100 Busko-Zdrój, Mikulowice 283 | 26.05.2003 | OPC/2167A/3571/W/2/2003/AJP | zmiana formy prawnej firmy |
| 272 | PODHALE OIL Rajski i Podkanowicz Spółka Jawna | 34-400 Nowy Targ, ul. Kolejowa 11 | 26.05.2003 | OPC/2395A/3821/U/2/2003/MJ | zmiana formy prawnej firmy |
| 273 | LEXOIL Sp. z o.o. | 58-500 Jelenia Góra, ul. Wojska Polskiego 15 | 26.05.2003 | OPC/242A/3713/W/2/2003/BP | zmiana adresu firmy |
| 274 | WEBO Sp. z o.o. | 61-758 Poznań, ul. Garbary 57/1 | 26.05.2003 | OPC/2196A/3620/W/2/2003/AS | ZPIZPD |

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
- Mpg - magazynowanie paliw gazowych
- Opg - obrót paliwami gazowymi
- Ogz - obrót gazem z zagranicą

*) ZPIZPD - zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM SPROSTOWANO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Zakres sprostowania |
|----|---|---|--------------|---------------------|--|
| 1 | Sanockie Zakłady Przemysłu Gumowego „Stomil-Sanok” SA | 38-500 Sanok, ul. Reymonta 19 | 5.05.2002 | Wcc | sprowadzenie oczywistej pomyłki |
| 2 | „Solar-Bin” Sp. z o.o. | 35-959 Rzeszów, ul. T. Boya-Żeleńskiego 27 | 8.08.2002 | Wcc, Pcc | sprowadzenie oczywistej pomyłki |
| 3 | Przedsiębiorstwo INPRO Sp. z o.o. | 53-148 Wrocław, ul. Tapicerska 38 | 4.12.2002 | Wcc | pomyłka w wielkości mocy zainstalowanej |
| 4 | KRI Sp. z o.o. | 62-081 Przeźmierowo Wysogotowo, ul. Skórzewska 35 | 18.12.2002 | Wcc | błąd w mocy zainstalowanej |
| 5 | Zakłady Papiernicze w Krapkowicach SA | 47-300 Krapkowice, ul. Opolska 103 | 22.01.2003 | Wcc, Pcc | sprowadzenie oczywistej pomyłki |
| 7 | Dolnośląski Zakład Termoenergetyczny SA | 58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 B | 26.02.2003 | Wcc | sprowadzenie oczywistej pomyłki |
| 6 | „PECTOR” Zakład Automatyki i Energetyki Spółka Jawna | 87-100 Toruń, Szosa Lubicka 2/18 | 27.02.2003 | Wcc | sprowadzenie oczywistej pomyłki |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|----|--|--|--------------|---------------------|-----------------------------------|
| 1 | TKT POLSKA SA | 03-994 Warszawa, ul. Wał Miedzeszyński 630 | 10.10.2002 | Pcc, Occ | cofnięcie koncesji z urzędu |
| 2 | Zakład Produkcyjny „Zapen” Sp. z o.o. | 36-050 Sokołów Młp., ul. Lubelska 52 | 12.11.2002 | Wcc, Pcc | zaprzestanie działalności |
| 3 | Zakłady Chemiczne „STREM” SA | 42-530 Dąbrowa Górnicza, ul. Puszkińska 41 | 12.11.2002 | Wcc | zaprzestanie działalności |
| 4 | Przędzalnia Czesankowa „Polmerino” SA w upadłości | 93-678 Łódź, ul. Wróblewskiego 19 | 25.11.2002 | Occ | zaprzestanie działalności |
| 5 | Jacek Romański, Irena Romańska „FUROR” SC | 76-200 Słupsk, ul. Zyg- munta Augusta 75/64 | 4.12.2002 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 6 | ANILANA Sp. z o.o. | 93-678 Łódź, Al. Piłsudskiego 141 | 10.12.2002 | Pcc, Occ | zaprzestanie działalności |
| 7 | Nowoczesne Produkty Aluminiowe „Skawina” Sp. z o.o. | 32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 23 | 11.12.2002 | Wcc, Pcc | zaprzestanie działalności |

KONCESJE

Cofnięte koncesje

| | | | | | |
|----|---|--|---------------------------------------|----------------------------------|--|
| 8 | Energomedia ŁABĘDY Sp. z o.o. | 44-109 Gliwice, ul. Metalowców 6 | 16.12.2002 4.02.2003 31.03.2003 | Pee, Oee Wcc, Pcc Ppg, Opg | zaprzeszanie działalności |
| 9 | ANILANA Sp. z o.o. | 92-315 Łódź, ul. Piłsudskiego 141 | 16.12.2002 | Pee, Oee | zaprzeszanie działalności |
| 10 | BRUNPOL-WEST DOLNY ŚLĄSK Sp. z o.o. | 51-423 Wrocław, ul. Olsztyńska 38/42 | 20.12.2002 | Wcc | zaprzeszanie działalności |
| 11 | PETRO-SERVICE Sp. z o.o. | 53-148 Wrocław, ul. Wolbromska 11/2 | 30.12.2002 | Opc | zaprzeszanie działalności |
| 12 | Polskie Odczynniki Chemiczne SA | 44-101 Gliwice, ul. Sowińskiego 11 | 7.01.2003 | Wcc | zaprzeszanie działalności |
| 13 | Toruńska Przędzalnia Czesankowa „MERINOTEX” SA | 87-100 Toruń, Szosa Bydgoska 40/62 | 9.01.2003 | Occ | zaprzeszanie działalności |
| 14 | SugarTor Sp. z o.o. (Cukrownia „Dobre” w Dobrem) | 00-302 Warszawa, ul. Mariensztat 8 | 13.01.2003 | Wcc, Pcc | zaprzeszanie działalności |
| 15 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe INA – A. Pękowska-Wargacka | 25-619 Kielce, ul. Chałubińskiego 42 | 13.01.2003 | Opc | zaprzeszanie działalności |
| 16 | Cukrownia Guzów Sp. z o.o. w Guzowie | 96-317 Guzów, ul. Łubieńskich 4 | 13.01.2003 | Wcc, Pcc | zaprzeszanie działalności |
| 17 | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. | 38-300 Gorlice, ul. 11 Listopada 54a | 14.01.2003 | Wcc | zaprzeszanie działalności |
| 18 | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. | 14-310 Miłakowo, ul. Olsztyńska 16 | 15.01.2003 | Wcc, Pcc | zaprzeszanie działalności |
| 19 | Felicja Lepiarz – „STARTER-AKU” | 42-200 Częstochowa, ul. Bór 66c | 16.01.2003 | Mpc | zaprzeszanie działalności |
| 20 | Miasto Maków Mazowiecki | 06-200 Maków Mazowiecki, ul. Moniuszki 6 | 17.01.2003 | Wcc, Pcc | sprzedaż majątku produkcyjnego |
| 21 | PPHU „SYNTEX” SA w upadłości | 99-400 Łowicz, ul. Powstańców 1863 r. nr 12 | 24.01.2003 | Wcc, Pcc | zaprzeszanie działalności |
| 22 | Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o. | 43-200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 4 | 27.01.2003 | Occ | zaprzeszanie działalności |
| 23 | Huta Szkła „Szczakowa” w upadłości | 43-602 Jaworzno, ul. Kolejarzy 81 | 27.01.2003 | Wcc, Pcc | zaprzeszanie działalności |
| 24 | Elektrociepłownia Marcel SA | 44-310 Radlin, ul. Hutnicza 1 | 29.01.2003 | Oee | zaprzeszanie działalności |
| 25 | Zakłady Przemysłu Włókienniczego „Kentex” Sp. z o.o. | 34-120 Andrychów, ul. Krakowska 83 | 30.01.2003 | Wcc | zaprzeszanie działalności |
| 26 | Andrzej Ściślewski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Ustugowe „BATEX” | 99-340 Krośniewice, ul. Ogrodowa 18 | 31.01.2003 | Opc | zaprzeszanie działalności |
| 27 | Przedsiębiorstwo Energomontażowe Przemysłu Węglowego „ENERGOMONTAŻ PW” SA w upadłości | 41-500 Chorzów, ul. Katowicka 47 | 10.02.2003 | Wcc | zaprzeszanie działalności |
| 28 | Ozorkowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. | 95-035 Ozorków, ul. Żwirki 30 | 12.02.2003 | Occ | zaprzeszanie działalności |
| 29 | CINERGY GLOBAL RESOURCES 1 Sp. z o.o. | 20-952 Lublin, ul. Melgiewska 7/9 | 17.02.2003 | Wcc, Pcc, Wee | naruszenie warunków udzielonej koncesji |
| 30 | ORLEN Petrogaz Nowa Brzeźnica Sp. z o.o. | 98-331 Nowa Brzeźnica, ul. Dworcowa 15 | 17.02.2003 | Opc | postawienie przedsiębiorstwa w stan upadłości |
| 31 | Huta Zawiercie SA | 42-400 Zawiercie, ul. Okólna 10 | 18.02.2003 | Opg | zaprzeszanie działalności |
| 32 | PPHU „EKO-TECH” Sp. z o.o. | 64-020 Czempień, Piotrkowice 1 | 20.02.2003 | Wcc, Pcc | zaprzeszanie działalności |

| | | | | | |
|----|---|--|------------|---------------|-----------------------------------|
| 33 | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w upadłości | 86-200 Chelmno, ul. Gorczyckiego 2 | 3.03.2003 | Wcc, Pcc | zaprzestanie działalności |
| 34 | Polskie Konsorcjum Handlu Energią SA | 02-829 Warszawa, ul. Taneczna 18a | 7.03.2003 | Oee, Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 35 | Przedsiębiorstwo Usług Technicznych „El-Par” Sp. z o.o. | 97-406 Biłgoraj k/Belchatowa | 7.03.2003 | Pee, Oee | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 36 | Pronibel Sp. z o.o. | 26-600 Pionki, ul. Zakładowa 7 | 12.03.2003 | Wcc | firma w upadłości |
| 37 | Mariola Kawalec – Przedsiębiorstwo Handlowe „M-K” | 42-289 Woźniki, ul. Powstańców 18 | 12.03.2003 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 38 | Zakład Górniczy „Brzeziny” Sp. z o.o. w likwidacji | 41-949 Piekary Śląskie, ul. Brzechwy 13 | 13.03.2003 | Pee, Oee | zaprzestanie działalności |
| 39 | „Sokółka Okna i Drzwi” SA | 16-100 Sokółka, ul. Lotników Lewoniewskich 1 | 17.03.2003 | Wcc | zaprzestanie działalności |
| 40 | Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego „Puławy” SA | 24-100 Puławy, ul. Słowackiego 2 | 17.03.2003 | Wcc | zaprzestanie działalności |
| 41 | INFOMA SA | 88-100 Inowrocław, ul. Metalowców 7 | 17.03.2003 | Wcc, Pcc | zaprzestanie działalności |
| 42 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ROLITEX” SC | 83-210 Zblewo, ul. Pińczyńska 82 | 18.03.2003 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 43 | Zakłady Metalurgiczne „Trzebinia” Sp. z o.o. | 32-540 Trzebinia, ul. Kościuszki 59 | 24.03.2003 | Pee, Oee | zaprzestanie działalności |
| 44 | Zakład Górniczy „CENTRUM” Sp. z o.o. | 41-902 Bytom, ul. Łużycka 7 | 24.03.2003 | Pee, Oee | zaprzestanie działalności |
| 45 | APIS Warszawa Sp. z o.o. | 00-697 Warszawa, Al. Jerozolimskie 65/79 | 26.03.2003 | Oee | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 46 | Zamojskie Fabryki Mebli w upadłości | 22-400 Zamość, ul. Kilińskiego 85 | 26.03.2003 | Wcc, Pcc | zaprzestanie działalności |
| 47 | Południowe Zakłady Przemysłu Skórzanego „CHEŁMEK” SA | 32-660 Chelmeck, Plac Kilińskiego 1 | 26.03.2003 | Pee, Oee | zaprzestanie działalności |
| 48 | Beskidzka Giełda Towarowa SA | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Wypoczynkowa 78 | 26.03.2003 | Pee, Oee | zaprzestanie działalności |
| 49 | „Legiz” SA | 10-448 Olsztyn, ul. Głowackiego 28 | 31.03.2003 | Ppg, Opg | zaprzestanie działalności |
| 50 | Firma Chemiczna „Dwory” SA | 32-800 Oświęcim, ul. Chemików 1 | 31.03.2003 | Ppg, Opg | zaprzestanie działalności |
| 51 | Odelewnie Polskie SA | 27-200 Starachowice, Al. Wyzwolenia 70 | 2.04.2003 | Pee, Oee | zaprzestanie działalności |
| 52 | P-Line Sp. z o.o. w likwidacji | 87-162 Młyniec Drugi | 2.04.2003 | Oee | zaprzestanie działalności |
| 53 | Elektrociepłownia „Victoria” Pracownicza Sp. z o.o. w upadłości | 58-305 Wałbrzych, ul. Kosteckiego 9 | 8.04.2003 | Wcc, Pcc | zaprzestanie działalności |
| 54 | „Ocean Company” SA w upadłości | 02-526 Warszawa, ul. Opoczyńska 12/5 | 11.04.2003 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 55 | Katowicki Holding Węglowy SA | 41-500 Chorzów, ul. Katowicka 47 | 11.04.2003 | Pcc, Occ | zaprzestanie działalności |
| 56 | Infrastruktura Sp. z o.o. | 05-800 Pruszków, ul. Waryńskiego 1 | 14.04.2003 | Wcc, Pcc, Occ | spółka w upadłości |
| 57 | „TECH-LEX” Sp. z o.o. | 31-232 Kraków, ul. Polna 4 | 22.04.2003 | Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 58 | „Witoil” Sp. z o.o. | 93-318 Łódź, ul. Piłsudskiego 135/327 | 22.04.2003 | Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |

| | | | | | |
|----|--|---|------------|------------------|---|
| 59 | „BP Gas Poland” Sp. z o.o. w likwidacji | 62-020 Swarzędz, ul. Rabowicka 4/5 | 24.04.2003 | Mpc | zaprzeszanie działalności |
| 60 | Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 65-602 Zielona Góra, ul. Miodowa 3 | 25.04.2003 | Wcc, Pcc, Occ | zaprzeszanie działalności |
| 61 | „Fermstal” Sp. z o.o. | 36-065 Dynów, ul. 1-go Maja 6 | 30.04.2003 | Wcc, Pcc | zaprzeszanie działalności |
| 62 | Dorota Kowalska, Małgorzata Ko- walska – Zakład Usługowo-Han- dlowy „Butgaz Propan Butan” SC | 58-330 Jedlina Zdrój, ul. Kłodzka 12 | 8.05.2003 | Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 63 | Paweł Smektała – „P.S.” | 60-408 Poznań, ul. Idzikowskiego 1 | 8.05.2003 | Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 64 | Przedsiębiorstwo Budownictwa Wodnego i Melioracji „MEL-BUD” Sp. z o.o. | 70-535 Szczecin, ul. Wielka Odrzańska 18a/2 | 8.05.2003 | Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 65 | HYDROBUDOWA WŁOCŁAWEK SA | 87-800 Włocławek, ul. Płocka 164 | 8.05.2003 | Opc | zaprzeszanie działalności |
| 66 | PAMAR Sp. z o.o. | 51-126 Wrocław, ul. Ka- mieńskiego 201-219 | 10.05.2003 | Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 67 | PRO ECO Sp. z o.o. | 60-815 Poznań, ul. Gajowa 6 | 10.05.2003 | Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 68 | KAZ-DOLZAMET SA | 59-225 Chojnów, ul. Fabryczna 1 | 14.05.2003 | Pee, Oee | zaprzeszanie działalności |
| 69 | Janusz Jaskowski, Stanisław Kmiec- cik, Adam Piotrowski Przedsiębio- rstwo Produkcyjno-Usługowe ESJA SC | 47-232 Kedzierzyn-Koźle, Al. Jana Pawła II 41a | 15.05.2003 | Wpc, Mpc, Opc | nie uiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 70 | TRTS-WEKTOR Sp. z o.o. | 01-134 Warszawa, ul. Wolska 64a | 21.05.2003 | Opc | firma w upadłości |
| 71 | CENTROZAP SA | 40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29 | 21.05.2003 | Opc, Oee | zaprzeszanie działalności |

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, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE LUB UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 11.06.2003 r.)

Umorzenia postępowań

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Zakres umorzenia/uchylenia |
|----|--|--|--------------|---------------------|---|
| 1 | POLISH ENERGY PARTNERS SA | 02-952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169 | 14.01.2002 | Pee | umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji |
| 2 | Będziński Zakład Elektroenergetyczny SA | 42-500 Będzin, ul. Małobądzka 141 | 8.01.2003 | Pee, Oee | umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji |
| 3 | EKOENERGETYKA Sp. z o.o. | 72-004 Szczecin-Tanowo, Bartoszewo 2 | 14.01.2003 | Wcc, | umorzenie postępowania w sprawie wydania promesy |
| 4 | „Cieplik” Sp. z o.o. | 01-373 Warszawa, ul. Jana Olbrachta 118B | 20.01.2003 | Wcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 5 | POLBEM Sp. z o.o. | 54-151 Wrocław, 61 ul. Ignuta | 29.01.2003 | Wee, Pee, Oee | umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji |
| 6 | Warmińskie Zakłady Przetwórstwa Owocowo-Warzywnego | 82-500 Kwidzyn, ul. Toruńska 21 | 3.02.2003 | Wcc | uchylenie koncesji |
| 7 | Pomorski Serwis Paliwowy Sp. z o.o. | 70-767 Szczecin, ul. Hangarowa 30/32 | 6.02.2003 | Opc | umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji |
| 8 | CINERGY GLOBAL RESOURCES 1 Sp. z o.o. | 20-952 Lublin, ul. Mełgiewska 7/9 | 17.02.2003 | Wcc, Pcc, Wee | przedsiębiorca nie rozpoczął prowadzenia działalności |
| 9 | EUROPATERM Sp. z o.o. | 59-300 Lubin, ul. Kamienna 1J | 17.02.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 10 | DULCET Spółka Jawna | 86-070 Dąbrowa Chełmińska, Strzyżawa 29 | 25.02.2003 | Wpc | działalność nie wymaga koncesji |
| 11 | Bartosz Schulz „ECO-CHEM” Paliwa-Oleje | 85-087 Bydgoszcz, ul. Gajowa 42 | 5.03.2003 | Opc | uchylenie koncesji |
| 12 | Polskie Konsorcjum Handlu Energią SA | 02-829 Warszawa 59, ul. Taneczna 18 A | 7.03.2003 | Oee | umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji |
| 13 | Przedsiębiorstwo Usług Technicznych „El-Par” Sp. z o.o. | 97-406 Biłgoraj k/Belchatowa | 7.03.2003 | Pee, Oee | umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji |
| 14 | Energotech-2 Sp. z o.o. | 72-600 Świnoujście, ul. Armii Krajowej 3/14-15 | 10.03.2003 | Wcc, Pcc, Occ | umorzenie postępowania |
| 15 | APIS Warszawa Sp. z o.o. | 00-697 Warszawa, Al. Jerozolimskie 65/79 | 26.03.2003 | Oee | umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji |
| 16 | Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych GEOTERMIA Stargard Sp. z o.o. | 73-110 Stargard Szczeciński, ul. Ciepłna 5a | 9.04.2003 | Wcc | umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji |
| 17 | Zofia Langier, Anna Surma-Langier „PTL Langier” SC | 42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17 | 11.04.2003 | Opc | zakończenie działalności koncesjonowanej |
| 18 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „Black Red White” Tadeusz Chmiel | 23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 63 | 16.04.2003 | Wcc, Pcc | umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji |
| 19 | Pomorskie Centrum Dystrybucji Gazu Sp. z o.o. | 81-156 Gdynia, ul. Jan-ka Wiśniewskiego 27 | 23.04.2003 | Mpc | nie prowadzenie działalności koncesjonowanej |
| 20 | OCEAN COMPANY SA | 02-526 Warszawa, ul. Opoczyńska 12/5 | 7.05.2003 | Opc | uchylenie koncesji w upadłości ze względu na postawienie firmy w stan upadłości |
| 21 | CTC Sp. z o.o. | 00-019 Warszawa, ul. Złota 5 | 15.05.2003 | Opc | działalność nie wymaga koncesji |
| 22 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „BAUTRADE” Sp. z o.o. | 43-382 Bielsko-Biała ul. Lajkonika 20 | 26.05.2003 | Opc | działalność nie wymaga koncesji |

| | | | | | |
|----|---|---|------------|----------|---|
| 23 | PPH DEXPOL SA | 50-010 Wrocław, ul. Gwarna 21 | 27.05.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 24 | Kolgard Investment Trade Consulting Ltd Sp. z o.o. | 00-895 Warszawa, ul. Biała 4 | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 25 | BENZOL Z. Mierzejewski Spółka Jawna | 07-410 Ostrołęka, ul. Graniczna 7 | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 26 | Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Przemysłu Rafineryjnego | 09-411 Płock, ul. Chemików 5 | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 27 | ARON Sp. z o.o. | 25-852 Kielce, ul. Chorzowska 22 | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 28 | PUH NAFTOPOL Sp. z o.o. | 41-935 Bytom, ul. Łokietka 45a | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 29 | Przedsiębiorstwo Paliwowe HDT Sp. z o.o. | 43-382 Bielsko-Biała, ul. Lajkonika 20 | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 30 | CHEMITECH GWP Przedsiębiorstwo Innowacyjno-Wdrożeniowe Zaopatrzenia Przemysłu | 44-300 Wodzisław Śląski, ul. Jana 16 | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 31 | O-PAL Sp. z o.o. | 46-200 Kluczbork, ul. Wolczyńska 12 | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 32 | Paliwa i Produkty Naftowe Witold Wielgus, Marian Pastuszek Spółka Jawna | 74-200 Pyrzyce, ul. Żwirki i Wigury 3 | 3.06.2003 | Wpc, Mpc | umorzenie postępowania administracyjnego – koncesjonariusz złożył wymagane wyjaśnienia |
| 33 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe PIONIER SA | 85-737 Bydgoszcz, ul. Łęczycka 41 | 3.06.2003 | Opc, Opg | działalność nie wymaga koncesji |

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
- Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|----|---|---|--------------|---------------------|--|
| 1 | Cukrownia „Świdnica” SA | 58-125 Pszenno, ul. Fabryczna 1 | 5.03.2002 | Wcc, Pcc | moc poniżej wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 2 | Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej | 88-200 Radziejów, ul. Szpitalna 3 | 15.11.2002 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 3 | Zakład Urządzeń Chemicznych „TOFAMA” SA | 87-101 Toruń, ul. M. Skłodowskiej-Curie 65 | 28.11.2002 | Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 4 | PEG WEST BUD Sp. z o.o. | 75-449 Koszalin, ul. Artylerzystów 6c | 15.01.2003 | Wcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 5 | Inowrocławskie Zakłady Chemiczne SODA MATWY SA | 88-101 Inowrocław, ul. Fabryczna 4 | 23.01.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 6 | Zakłady Przemysłu Gipsowego DOLINA NIDY SA Oddział Suchych Mieszanek | 28-400 Pińczów, Leszcze 15 | 3.02.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 7 | REMOR SA | 73-210 Recz, ul. Kolejowa 48 | 18.02.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 8 | Wojskowe Zakłady Motoryzacyjne Nr 5 PP | 60-406 Poznań, ul. Dąbrowskiego 262/280 | 18.02.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 9 | Janikowskie Zakłady Sodowe JANIKOSODA SA | 88-160 Janikowo, ul. Przemysłowa 30 | 19.02.2003 | Wcc, Pcc, Wee | działalność nie wymaga koncesji |
| 10 | Przedsiębiorstwo i Hodowla Roślin Ogrodniczych w Krzeszowicach Sp. z o.o. | 32-065 Krzeszowice, ul. Zbicka 32 | 20.02.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 11 | ORLEN GAZ Sp. z o.o. | 09-411 Płock, ul. Zglenickiego 46a | 21.02.2003 | Opc | wykreślenie z rejestru przedsiębiorstw |
| 12 | GERLACH SA | 26-340 Drzewica, ul. Braci Kobyłańskich 41 | 20.03.2003 | Wcc, Pcc | zakończenie działalności |
| 13 | Kompania Spirytusowa „Wratislavia” Polmos Wrocław SA | 51-501 Wrocław, ul. Monopolowa 4 | 2.04.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 14 | „GOREX” Sp. z o.o. | 11-220 Górowo Iłowieckie, ul. Armii Czerwonej 7 | 14.04.2003 | Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 15 | Energotech-2 Sp. z o.o. | 72-600 Świnoujście, ul. Armii Krajowej 3/14-15 | 15.04.2003 | Pcc, Occ | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 16 | Huta „Andrzej” SA w upadłości | 47-120 Zawadzkie, ul. Ks. Wajdy 1 | 23.04.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 17 | Zakład Ogólnobudowlany „HYDROFACH” Adam Sychowski | 84-239 Bolszewo, ul. Robotnicza 5 | 28.04.2003 | Wcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 18 | Technologie Gazowe Piecobiogaz Sp. z o.o. | 62-081 Przeźmierowo Wysogotowo k/Poznań, ul. Skórzewska 35 | 5.05.2003 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 19 | Zakład Handlu i Usług JURAND E. i J. Szablowsky | 85-032 Bydgoszcz, ul. Rejtana 9 | 7.05.2003 | Occ | działalność nie wymaga koncesji |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI, COFNIĘCIA KONCESJI LUB ZMIANY WARUNKÓW KONCESJI

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Rodzaj odmowy, uzasadnienie |
|----|--|---|--------------|---------------------|---|
| 1 | Zbigniew Ptak – „MBA Z. Ptak” | 32–540 Trzebinia, ul. Górna 28 | 8.01.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 2 | TRANSPRODUKT Sp. z o.o. | 43–100 Tychy, ul. Nowokościelna 22 | 8.01.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 3 | Henryk Grzywacz – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe BEST | 38–230 Nowy Zmigród, Mytarka 82a | 15.01.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 4 | PETROCHEM Sp. z o.o. | 03–543 Warszawa, ul. Barkocińska 6 | 15.01.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 5 | Centrum Produktów Naftowych PETROLEUM Sp. z o.o. | 87–100 Toruń, ul. Dominikańska 9 | 15.01.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 6 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe LEA Sp. z o.o. | 43–502 Czechowice-Dziedzice, ul. Tetmajera 7 | 21.01.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 7 | Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. | 82–300 Elbląg, ul. Elektryczna 20a | 27.01.2003 | Wcc | odmowa zmiany koncesji polegającej na obniżeniu mocy osiągalnej – za zmianą nie przemawia interes firmy, ani odbiorców ciepła |
| 8 | Wojciech Kuczyk – „VOYDAREX” | 81–231 Gdynia, ul. M. Skłodowskiej-Curie 19 | 31.01.2003 | Wcc, Pcc | odmowa cofnięcia koncesji – nie został spełniony warunek zapisany w art. 41 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne |
| 9 | Michał Borkowy – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „BORIM” | 43–220 Bojszowy, ul. Gaikowa 41a | 3.02.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 10 | Marian Bil – EKO-BUD-PAL | 05–082 Stare Babice, ul. Ożarowska 42 | 4.02.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 11 | Stanisław Oleksy – FHU „ALEX” | 32–551 Babice 324 | 7.02.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 12 | Huta Ostrowiec SA | 27–400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Samsonowicza 2 | 18.02.2003 | Ppg, Opg | postawienie firmy w stan upadłości |
| 13 | „FOG-SYSTEM” Sp. z o.o. | 43–300 Bielsko-Biała, ul. Mroczna 22 | 18.02.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 14 | Krzysztof Dzik – Firma Handlowa „MAKHURT” | 43–100 Tychy, ul. Leszczynowa 12 | 5.03.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 15 | Norbert Angier – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „TRANS-PAL” | 64–130 Rydzyna, ul. Traugutta 3 | 2.04.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 16 | TERMINAL Sp. z o.o. | 42–200 Częstochowa, ul. Równoległa 59 | 2.04.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 17 | Henryk Krystowczyk – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „HENEX” | 85–405 Bydgoszcz, ul. Koronowska 47/1 | 2.04.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 18 | PETROMAX Sp. z o.o. | 41–500 Chorzów, ul. Katowicka 107 | 4.04.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 19 | „PART-TRADE” Sp. z o.o. | 03–216 Warszawa, ul. Modlińska 4 | 4.04.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 20 | Instytut Warzywnictwa | 96–100 Skierniewice, ul. Konstytucji 3 Maja 1/3 | 4.04.2003 | Wcc, Pcc | umorzenie postępowania administracyjnego na podstawie art. 105 § 1 k.p.a. |
| 21 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „Placzyński” Sp. z o.o. | 42–200 Częstochowa, ul. Żyzna 1 | 8.04.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 22 | POLBEM Sp. z o.o. | 54–151 Wrocław, ul. Ignuta 61 | 24.04.2003 | Wcc, Pcc | niespełnienie warunków technicznych i ekonomicznych |
| 23 | Józef Białka – FHU „FUT-BAZ” | 49–872 Katowice, ul. Tysiąclecia 80/42 | 6.05.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |
| 24 | Arkadiusz Dyrka – PHU HOBART | 59–220 Legnica, ul. Bytomska 1/1 | 8.05.2003 | Opc | brak zabezpieczenia majątkowego |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|----|--|---|--------------|---------------------|--|
| 1 | Zakłady Przemysłu Bawełnianego „FROTEX” SA | 48-200 Prudnik, ul. Nyska 10 | 26.11.2002 | Pcc | brak informacji dotyczących działalności |
| 2 | Ireneusz Skoczylas – PHU „ENERGIA” | 62-230 Witkowo, ul. Powidzka 19 | 6.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 3 | PETRO JET Sp. z o.o. | 30-714 Kraków, ul. Gromadzka 24E | 6.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 4 | Henryk Musiański, Zdzisław Stefański, Katarzyna Musiańska, Krzysztof Musiański – JOLTRANS SC | 41-100 Siemianowice Sl., ul. Katowicka 17 | 8.01.2003 | Mpc, Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 5 | MIERZEJA BERO Sp. z o.o. | 00-714 Warszawa, ul. Czerniakowska 28b | 8.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 6 | Dariusz Stanisławski – OKTANIK | 62-580 Grodziec, ul. Zwierzyniecka 8 | 8.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 7 | PAWELEC-GALON Spółka Jawna | 08-455 Trojanów, Mroków | 8.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 8 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe PAL-MIKO Sp. z o.o. | 30-714 Kraków, ul. Gromadzka 24c | 8.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 9 | Piotr Martynus – PHU ASIS | 41-216 Sosnowiec, ul. Obrońców Warszawy 8/24 | 8.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 10 | Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe NELSON Sp. z o.o. | 22-100 Chełm, ul. 11-go Listopada 2/222 | 13.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 11 | Firma TRANS-WIKOREM II Szymon Wita i Gabriel Pazik Spółka Jawna | 44-203 Rybnik, ul. Brzezińska 13a | 15.01.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 12 | Leokadia Struska i Bogdan Struski – PUPH – „LUMAR” | 28-366 Małogoszcz, ul. Warszawska 104 | 6.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 13 | MARGO TRANS Krzysztof Markowski, Robert Gosk Spółka Jawna | 09-400 Plock, ul. Otołińska 21/405 | 6.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 14 | Krzysztof Rzyman, Marek Strządała – „KAMARI” SC | 43-246 Strumień, ul. Skotnicka 46 | 6.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 15 | Jolanta Fiegler-Podleśna – FHU „COLBYCO” 2 | 44-280 Rydułtowy, ul. Podleśna 14 | 6.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 16 | Stacja Paliw „DANMARK” Sp. z o.o. | 62-065 Grodzisk Wilkp., ul. Nowotomyska 135 | 6.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 17 | Grażyna Sitkiewicz-Mackiewicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Produkcyjne „START OIL” Grażyna Sitkiewicz-Mackiewicz | 42-100 Kłobuck, ul. Staszica 6 | 7.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |

Wnioski bez rozpoznania

| | | | | | |
|----|---|--|------------|----------|---|
| 18 | Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej | 11-707 Warpuny, ul. Młynowa 5 | 10.02.2003 | Wcc, Pcc | brak informacji dotyczących działalności |
| 19 | „GALLON TRANS” Sp. z o.o. | 44-203 Rybnik, ul. Karola Miarki 7 | 11.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 20 | Przedsiębiorstwo Produkcyjne „ARMCO” Sp. z o.o. | 41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Śmiłowskiego 2 | 11.02.2003 | Oee | brak informacji dotyczących działalności |
| 21 | „PETROCARGO” Sp. z o.o. | 70-882 Szczecin, ul. Chmielna 18 | 11.02.2003 | Oee | brak informacji dotyczących działalności |
| 22 | „ONYKS” Sp. z o.o. | 60-179 Poznań, ul. Jeleniogórska 18 | 11.02.2003 | Oee | brak informacji dotyczących działalności |
| 23 | Heat Engineering Poland Sp. z o.o. | 20-601 Lublin, ul. Zana 39 | 11.02.2003 | Pee, Oee | brak informacji dotyczących działalności |
| 24 | „OP-TRANS” Sp. z o.o. | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Konwojowa 57 | 17.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 25 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MEGA” Sp. z o.o. | 38-200 Jasło, ul. Bednarska 6 | 17.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 26 | INVADO Sp. z o.o. | 59-500 Złotoryja, ul. Legnicka 43 | 25.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 27 | Mariusz Tatar – MT „PETRO MANAGEMENT” | 29-100 Włoszczowa, ul. Kilińskiego 15 | 25.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 28 | „OTO” Sp. z o.o. | 31-128 Kraków, ul. Karmelicka 36 | 25.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 29 | Przedsiębiorstwo Przemysłowo-Handlowo-Usługowe „TATSIANA” | 58-506 Jelenia Góra, ul. Noskowskiego | 25.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 30 | Zakład Produkcyjno-Handlowy „HORTFRYZZE” Sp. z o.o. | 87-800 Włocławek, ul. Rysia 8 | 27.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 31 | WERA Sp. z o.o. | 59-921 Sieniawka, ul. Bogatyńska | 28.02.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 32 | PEC Sp. z o.o. | 72-100 Goleniów, ul. Maszewska 18 | 5.03.2003 | Wcc | brak informacji dotyczących działalności |
| 33 | „INSTAL” Sp. z o.o. | 80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 42 | 7.03.2003 | Wcc, Pcc | nie uzupełnienie braków formalnych |
| 34 | TYMBOR Sp. z o.o. | 07-415 Olszewo Borki, Grabowo 28A | 10.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formalnych w składanym wniosku |
| 35 | Szczepan Jerzyk – Handel Paliwami „POL-EKO” | 63-640 Bralin, ul. Kępińska 57 | 12.03.2003 | Opc | brak informacji dotyczących działalności |
| 36 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „EKO-TECHNIK” | 11-500 Giżycko, ul. Daszyńskiego 7 | 14.03.2003 | Wcc, Pcc | nie uzupełnienie braków formalnych |

| | | | | | |
|----|---|---|------------|-----|--|
| 37 | Leszek Liszewski – PHU „AUTO-GAZ” | 04–136 Warszawa, ul. Mładzka 27 | 19.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 38 | Władysław Szymaszek | 41–308 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 11 | 19.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 39 | Robert Dąbrowski – FHU „ENERGI” | 97–400 Bełchatów, ul. Przemysłowa 2 | 21.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 40 | Paweł Tkaczyk | 87–617 Bobrowniki, ul. Jagiełły 5 | 21.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 41 | Andrzej Zyga – „OktanPlus” | 95–035 Ozorków, ul. Bema 2a | 21.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 42 | VICTORIA Sp. z o.o. | 32–700 Bochnia, ul. Bujaka 30A | 21.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 43 | Robert Jagieło – PHU „RENIA” | 38–400 Kłodzko, ul. Grunwaldzka 5 | 21.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 44 | ŁĘGAJNY RENEWABLE ENERGY GENERATION Sp. z o.o. | 00–542 Warszawa, ul. Mokotowska 49 | 24.03.2003 | Wcc | nie uzupełnienie braków formalnych |
| 45 | Wojciech Malinowski – STACJA PALIW – W. Malinowski | 26–800 Białobrzegi, Kamień | 26.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 46 | Biuro Handlu Zagranicznego „REM” Sp. z o.o. | 57–200 Ząbkowice Śląskie | 26.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 47 | „PE-GAS” Sp. z o.o. | 72–100 Goleniów, ul. Konstytucji 3 Maja 30 | 31.03.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 48 | Bracia Langier Sp. z o.o. | 42–262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17 | 4.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 49 | Wojciech Słycharń – Firma Handlowa „WOBUT” | 46–045 Turawa, ul. Opolska 22 | 7.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 50 | Dariusz Michałowski – Firma Handlowo-Uslugowa „MADA” | 42–200 Częstochowa, ul. Korkowa 148 | 8.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 51 | PETROART Sp. z o.o. | 02–396 Warszawa, ul. Geodetów 8/75 | 10.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |

| | | | | | |
|----|---|--|------------|-----|--|
| 52 | BARO Sp. z o.o. | 11-600 Węgorzewo, ul. Chrobrego 2 | 10.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 53 | KARIN CONSULTING Sp. z o.o. | 53-149 Wrocław, ul. Raclawicka 15/19 | 10.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 54 | Paweł Urbanowicz - „DAHOMA” PHU | 61-827 Poznań, ul. Marcinkowskiego 11/47 | 22.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 55 | „PAP-OIL” Sp. z o.o. | 76-201 Słupsk, Al. Armii Krajowej 78 | 22.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 56 | „LAB-OIL” Sp. z o.o. | 83-210 Zblewo, ul. Pińczyńska 82 | 22.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 57 | „TRIADA” Sp. z o.o. | 40-602 Katowice, ul. Kolejowa 57 | 23.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 58 | Dominik Głowacki FHU „DOMEX” | 40-602 Katowice, ul. Kolejowa 57 | 23.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 59 | Halina Pacholczyk - Firma H.M. i M.P. | 40-146 Katowice, ul. Mikusińskiego 40/30 | 23.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 60 | GORG Sp. z o.o. | 58-500 Jelenia Góra, ul. Bartka Zwycięzcy 7 | 23.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 61 | „VAN” Sp. z o.o. | 20-484 Lublin, ul. Inżynierska 8 | 24.04.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 62 | PHU MATUZ Sp. z o.o. | 64-000 Kościan, ul. Chłapowskiego 9 | 12.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 63 | AQLIN-SERVICE Sp. z o.o. | 24-100 Puławy, ul. Dęblińska 2 | 12.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 64 | PEXIM Sp. z o.o. | 02-183 Warszawa, ul. Pograniczna 6 | 12.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 65 | DOMAR-OIL Sp. z o.o. | 82-100 Nowy Dwór Gdański, ul. Mickiewicza 1 | 16.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 66 | Edward Majka - Firma Handlo- wo-Uslugowa „DOMAR-OIL” | 82-100 Nowy Dwór Gdański, ul. Mickiewicza 1 | 16.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |

| | | | | | |
|----|---|---|------------|-----|--|
| 67 | Tomasz Waligóra – „TRANS-OIL” | 44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Opolska 4/4 | 23.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 68 | PPUH WALOR-X Sp. z o.o. | 87-100 Toruń, ul. Chrobrego 117 | 23.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 69 | Zbigniew Grzegorz – Firma Usługowo-Produkcyjna | 64-010 Krzywiń, Nowy Dwór 22b | 26.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 70 | Grzegorz Dubiel – TRANS-PAL | 44-200 Rybnik, ul. Drzymały 2 | 26.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |
| 71 | Przedsiębiorstwo TUREX Sp. z o.o. | 44-062 Opole, ul. Kościuszki 35/10 | 26.05.2003 | Opc | nie usunięcie braków formal- nych w składa- nym wniosku |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYMIERZONO KARY PIENIĘŻNE

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|----|---|-------------------------------------|--------------|---------------------|---|
| 1 | Towarzystwo Handlowe „POL-NAFT” Sp. z o.o. | 78-400 Szczecinek, ul. Piłska 14 | 11.10.2002 | Opc | samowolna zmiana prowadzonej działalności gospodarczej |
| 2 | Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA | 44-100 Gliwice, ul. Portowa 14 | 31.01.2003 | Pee, Oee | nie przestrzeganie obowiązku wynikającego z udzielonej koncesji |
| 3 | Przedsiębiorstwo Robót Drogowych „Rzasawa” Sp. z o.o. | 42-223 Lubojna, ul. Prosta 78/80 | 24.03.2003 | Pee, Oee | nie przestrzeganie obowiązku wynikającego z udzielonej koncesji |
| 4 | ADAM-POL Sp. z o.o. | 43-200 Pszczyna, ul. Prusa 1 | 10.05.2003 | Pee, Oee | nie przestrzeganie obowiązku wynikającego z udzielonej koncesji |

Legenda:

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM Odstąpiono OD WYMIERZENIA KARY PIENIĘŻNEJ

(stan na 11.06.2003 r.)

| Lp | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności |
|----|---|--|--------------|---------------------|
| 1 | Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A. | 35-959 Rzeszów, ul. 8-go Marca 6 | 20.12.2002 | Oee |
| 2 | Elektrim-Volt S.A. | 00-834 Warszawa, ul. Pańska 77/79 | 20.12.2002 | Oee |
| 3 | Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A. | 20-340 Lublin, ul. Garbarska 21 | 20.12.2002 | Oee |
| 4 | Zakład Energetyczny Legnica S.A. | 59-220 Legnica, ul. Partyzantów 21 | 20.12.2002 | Oee |
| 5 | Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A. | 26-110 Skarżysko-Kamienna, Al. Piłsudskiego 51 | 20.12.2002 | Oee |
| 6 | Zakład Energetyczny Gorzów S.A. | 66-400 Gorzów Wlkp., ul. Sikorskiego 37 | 20.12.2002 | Oee |
| 7 | Energetyka Kaliska S.A. | 62-800 Kalisz, ul. Wolności 8 | 20.12.2002 | Oee |
| 8 | Energetyka Poznańska S.A. | 60-967 Poznań, ul. Nowiejskiego 11 | 20.12.2002 | Oee |
| 9 | Energetyka Szczecińska S.A. | 71-616 Szczecin, ul. Malczewskiego 5/7 | 20.12.2002 | Oee |
| 10 | Łódzki Zakład Energetyczny S.A. | 90-021 Łódź, ul. Tuwima 58 | 20.12.2002 | Oee |
| 11 | Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A. | 90-950 Łódź, ul. Piotrkowska 58 | 20.12.2002 | Oee |
| 12 | Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A. | 44-100 Gliwice, ul. Portowa 14 | 20.12.2002 | Oee |
| 13 | Zamojska Korporacja Energetyczna S.A. | 22-400 Zamość, ul. Koźmiana 1 | 20.12.2002 | Oee |
| 14 | ENERGA Gdańska Kompania Energetyczna S.A. | 80-557 Gdańsk, ul. Marynarki Polskiej 130 | 20.12.2002 | Oee |
| 15 | Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A. | 42-500 Będzin, ul. Małobądzka 141 | 20.12.2002 | Oee |
| 16 | Beskidzka Energetyka S.A. | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Batorego 17 a | 20.12.2002 | Oee |
| 17 | Zakład Energetyczny Płock S.A. | 09-400 Płock, ul. Wyszogrodzka 106 | 20.12.2002 | Oee |

Uzasadnienie: Wykazanie przez koncesjonariuszy działań, których celem było wywiązanie się z obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, spowodowało odstąpienie od wymierzenia kary.

Legenda:

Oee – obrót energią elektryczną

Obecnie wydawane są warunki przyłączenia nowych źródeł (np. odnawialnych) przy niezwiększonym czy wręcz malejącym zapotrzebowaniu na energię i jednocześnie istniejącym obowiązku zakupu. W efekcie inne źródła (konwencjonalne) mogą stać się zbędne. Dlatego wszelkie działania dotyczące budowy nowych mocy powinny mieć charakter systemowy i posiadać oparcie w polityce rządu w skali kraju, a gminy lub związku gmin w skali poszczególnych regionów (ponieważ to gmina powinna być głównym inicjatorem tworzenia na swym terenie infrastruktury energetycznej, a jej działania mogą ograniczyć dowolność działań przedsiębiorstw energetycznych).

Samorząd lokalny na lokalnych rynkach energii

Ważnym podmiotem regionalnego (zdecentralizowanego) rynku energii, z punktu widzenia zadań, jakimi został obciążony, jest również samorząd terytorialny – gmina. Regulacje wprowadzone przez Prawo energetyczne nakładają na gminy obowiązek sporządzenia określonych dokumentów planistycznych, w tym przede wszystkim założeń do planu zaopatrzenia w media energetyczne mieszkańców gminy. Projekt tego planu jest swego rodzaju opracowaniem koncepcji energetycznej dla obszaru danej jednostki samorządu terytorialnego. Postanowienia w zakresie zaopatrzenia i planowania energetycznego wynikające z obowiązującej ustawy – Prawo energetyczne są zawarte w art. 7 ust. 4, 5 i 6 oraz art. 16-20. W przepisach tych precyzyjnie określono zakres planów przedsiębiorstw i samorządów terytorialnych oraz określono obowiązek współpracy przedsiębiorstw energetycznych z przyłączonymi podmiotami i gminami. Co istotne, plany te powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne tak, aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat energii elektrycznej lub ciepła, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

Zakres zadań własnych gminy został określony w art. 18 Prawa energetycznego, zgodnie z którym gmina w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną lub ciepło jest zobowiązana do:

- 1) planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną na obszarze gminy,
- 2) planowania oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy,
- 3) finansowania oświetlenia ulic, placów i dróg, znajdujących się na terenie gminy, w odniesieniu do których gmina jest zarządcą, z tym, że środki na finansowanie oświetlenia dróg publicznych krajowych, wojewódzkich i powiatowych w granicach miast na prawach powiatu, pokrywane są z budżetu państwa.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne określają także tryb sporządzenia założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło (art. 19). Mimo, że sporządzanie założeń do planu zaopatrzenia jest obowiązkiem

ustawowym, to jego niewypełnienie nie jest obłożone żadnymi sankcjami dla organów gminy.

Jeżeli natomiast plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji założeń gminnych do planu zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną, wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt planu zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną dla obszaru gminy lub jej części (art. 20 ustawy – Prawo energetyczne). Projekt planu opracowywany jest na podstawie uchwalonych przez radę gminy założeń i winien być z nim zgodny. Plan zaopatrzenia energetycznego gminy nie może wykraczać poza ustalenia uchwalonych założeń. Jest to jednak dość specyficzna konstrukcja prawna, ponieważ plan ten może obligować do jego wykonania jedynie gminę, na pewno nie przedsiębiorstwo energetyczne, które jest przecież samodzielnym podmiotem gospodarczym⁴⁾.

Dotychczasowa praktyka wskazuje jednak, że wynikający z omówionych przepisów pewien modelowy system współpracy pomiędzy gminami a przedsiębiorstwami energetycznymi w zakresie współpracy i harmonijności gminnych planów zaopatrzenia w energię elektryczną z planami przedsiębiorstwa energetycznego nie jest zasadniczo wykorzystywany. Można bowiem zaobserwować brak koordynacji gminnych planów zagospodarowania przestrzennego z planami rozwoju infrastruktury technicznej. Przypadki planowania osiedli mieszkaniowych bez wskazania miejsca lokalizacji linii elektroenergetycznych lub stacji oraz wynikające z tego tytułu spory dotyczące kwestii, kto i w jakiej części ma finansować rozbudowę tego rodzaju infrastruktury technicznej, są nadal częste, a ich rozstrzygnięcie wymaga niejednokrotnie ingerencji organów administracji państwowej (Prezesa URE lub UOKiK) oraz sądów (Ochrony Konkurencji i Konsumentów lub sądów powszechnych) w zależności od rodzaju i stadium zaistniałego sporu.

Samo nałożenie na gminę wskazanych powyżej obowiązków planistycznych związanych z obowiązkiem wypełnienia zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło, jest również nie bez znaczenia dla lokalnego rynku energii, a wynika to z tego, że działania gminy mogą doprowadzić do racjonalnego ukształtowania infrastruktury energetycznej na jej obszarze. Gmina może podejmować także działania zmierzające do zapewnienia zaopatrzenia swoich mieszkańców w media energetyczne wspierając lub finansując rozwój nie tylko lokalnych sieci ale również źródeł wytwórczych, stając się tym samym aktywnym uczestnikiem lokalnego rynku energii.

Lokalny rynek ciepła

W odróżnieniu od rynku energii elektrycznej rynek ciepła jest z samego założenia rynkiem lokalnym, tworzy wydzieloną enklawę zaopatrującą ściśle określony

4) Należy postulować o uporządkowanie tej kwestii w przewidywanej nowelizacji Prawa energetycznego.

obszar. Zapotrzebowanie na ciepło w zakresie ogrzewania i ciepłej wody może być pokryte zarówno przy wykorzystaniu źródeł opalanych paliwem ciekłym, gazowym lub paliwem stałym, a także źródeł ciepła wykorzystujących energię odnawialną. W związku z tym istnieje możliwość konkurencji pomiędzy producentami energii cieplnej, co nie oznacza automatycznie, że na tym rynku mamy do czynienia z konkurencją na poziomie dostaw ciepła do odbiorcy finalnego. Konkurencja ta bowiem zasadniczo istnieje na etapie planowania systemu ciepłowniczego i wyboru dostawcy. Konkurencja bieżąca wymaga odpowiednich rezerw mocy cieplnej, co w systemach lokalnych na ogół nie jest opłacalne.

Na rynku ciepła wykorzystywanie zasady TPA jest jeszcze mniej rozpowszechnione niż na rynku energii elektrycznej. Obecnie praktycznie nie występują jeszcze warunki, które by umożliwiły powstanie lokalnych konkurencyjnych rynków ciepła z wykorzystaniem zasady TPA. Tylko pojedyncze przedsiębiorstwa podjęły starania zmierzające do zawarcia umów przesyłowych. Związane to jest m.in. ze specyfiką pracy sieci ciepłowniczych w których następuje wymiana ciepła, a nie zużycie w instalacji odbiorczej. Nośnik ciepła podgrzewa wodę płynącą w różnych instalacjach odbiorczych i po oddaniu ciepła powraca do źródła ciepła, gdzie następuje jego ponowne podgrzanie. Należy wskazać, że abyśmy mogli korzystać z zasady TPA w ciepłownictwie muszą być spełnione następujące warunki:

- 1) muszą istnieć techniczne możliwości przesłania istniejącą siecią zamówionej mocy cieplnej i ilości ciepła, bez pogorszenia niezawodności i zakresu dostarczania ciepła pozostałym odbiorcom przyłączonym do sieci,
- 2) źródło ciepła i węzły ciepłownicze w obiektach odbiorcy, korzystającego z usług przesyłowych, muszą być wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, umożliwiające określenie ilości ciepła dostarczanego ze źródła ciepła i odbieranego z sieci ciepłowniczej,
- 3) sieć ciepłownicza musi być zabezpieczona przed pogorszeniem parametrów nośnika ciepła oraz muszą być dotrzymane standardy jakościowe obsługi odbiorców przyłączonych do sieci,
- 4) świadczenie usług przesyłowych nie może spowodować niekorzystnej zmiany ceny (jej wzrostu) dla pozostałych odbiorców eksploatujących wspólną sieć z odbiorcami uprawnionymi.

W praktyce spełnienie powyższych warunków staje się prawie niemożliwe. Ze względu na specyfikę rynku ciepła, pojawiają się obecnie koncepcje odejścia od zasady TPA na rzecz rynków lokalnych prowadzonych na zasadzie „single buyer”, którą to funkcję pełniłyby

przedsiębiorstwa ciepłownicze. W systemie tym wszystkie źródła ciepła w jednym wydzielonym systemie pracują dla jednego kupującego (single buyer), który jest zobowiązany do optymalizacji kosztów zakupu od każdego z tych dostawców zmierzając do takiego ukształtowania portfela zakupów ciepła, aby jego cena była jak najniższa na danym terenie przy zagwarantowaniu pewności zasilania. Rynek ciepła powinien być bowiem rozpatrywany w odniesieniu do ogółu odbiorców i wyboru systemu zaopatrzenia w ciepło oraz w odniesieniu do poszczególnych odbiorców i wyboru optymalnego sposobu pokrycia ich potrzeb cieplnych. Wybór odpowiedniego systemu związanego z planowaniem energetycznym, w tym strategia urynkwienia i optymalizacja kosztów zaopatrzenia w ciepło i inne nośniki energii, powinien być rozpatrywany w skali gminy.

Podsumowanie

Rozwój i sprawne funkcjonowanie konkurencyjnych zdecentralizowanych rynków energii uzależnione jest od wielu czynników. Niezbędny jest tu przede wszystkim spójnie określony zakres zasilania danego obszaru pozwalający na bezpośrednie określenie zakresu inwestycji i jej przybliżonego kosztu, przy czym wykonanie takiej koncepcji powinno przebiegać przy ścisłej współpracy przedsiębiorstw energetycznych i samorządów lokalnych. Niezbędna jest też aktywna i nakierowana na porozumienie polityka wszystkich uczestników lokalnego rynku energii oraz jasne przepisy prawa. Obecnie dysponujemy już pokaźnym zasobem instrumentów prawnych pozwalających na umiejscowienie, rozwój i funkcjonowanie lokalnego rynku energii, nie zmienia to jednak faktu, że przewidywane nowelizacje prawa jak i rozporządzeń wykonawczych powinny zwracać baczniejszą uwagę na precyzyjne określenie miejsca i roli lokalnych rynków energii, w tym także z wykorzystania kogeneracji w bilansie energetycznym kraju.



*Autor jest pracownikiem
Departamentu Promowania Konkurencji URE*

ANALIZA ZMIAN OBCIĄŻEŃ BUDŻETÓW GOSPODARSTW DOMOWYCH Z TYTUŁU WDROŻENIA DYREKTYW 88/609/EEC oraz 2001/80/WE¹⁾

dr Jadwiga Berbeka, dr inż. Krzysztof Berbeka

Wstęp

Problematyka finansowych konsekwencji wdrożenia ekologicznych dyrektyw Unii Europejskiej stała się w ostatnim czasie przedmiotem gorących polemik. O ile jednak szacunki nakładów inwestycyjnych wymuszanych koniecznością wdrożenia dyrektyw środowiskowych pojawiają się w dyskusji, to pełne oszacowania konsekwencji sprowadzające się do zmian cen wybranych dóbr są już znacznie rzadsze. Wydaje się jednak, że łączna kwota nakładów inwestycyjnych, która obciąży wszystkich producentów w okresie kilkunastu lat, daje niewielkie wyobrażenie o implikacjach dotyczących pojedynczych konsumentów.

Niniejsze opracowanie stanowi próbę odpowiedzi na pytanie o finansowe konsekwencje ponoszone przez gospodarstwa domowe na skutek wdrożenia m.in. dyrektywy o dużych obiektach energetycznego spalania paliw. Dyrektywa ta powoduje wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej i ciepła. Rozważania koncentrują się jednak wyłącznie na skutkach zmian cen energii elektrycznej. Oszacowanie wpływu zmian cen ciepła na budżet przeciętnego gospodarstwa nie jest bowiem poprawne merytorycznie z uwagi na niewielki odsetek gospodarstw korzystających ze źródeł zdalaczynnych. W efekcie uśrednione zużycie ciepła ze źródeł zdalaczynnych jest zaniżone, co w efekcie prowadzi do niedoszacowania roli wzrostu cen ciepła na strukturę wydatków.

Kwestie metodyczne

Prezentowane opracowanie, jak każda praca badawcza mająca ocenić zespół zależności *ex-ante*, opiera się na szeregu subiektywnie przyjętych założeń. Do najbardziej dyskusyjnych należą:

- skala i tempo wzrostu dochodów realnych gospodarstw domowych,
- wartości wskaźników elastyczności cenowych i dochodowych popytu na analizowane dobra,
- przyszłe modele konsumpcji poszczególnych dóbr,

- wielkość pomocy publicznej, a w szczególności pomocy udzielonej przez UE,
- faktyczne koszty wdrożeń poszczególnych dyrektyw UE wchodzących w zakres opracowania.

W niniejszej pracy starano się wszystkie wymienione założenia poddać dyskusji i uzasadnić ostateczny wybór poszczególnych wartości.

Z braku wystarczających przesłanek nie analizowano wszystkich czynników wpływających na prognozowane ceny branych pod uwagę dóbr. Z pewnością ceny ropy i gazu na rynkach światowych, parytet zł do € czy też przyszłe stawki podatku akcyzowego i VAT-u odegrają olbrzymią rolę w kształtowaniu cen, przede wszystkim prądu. Kompleksowa analiza tych czynników wykracza jednak poza zakres opracowania.

Podkreślenia wymaga konieczność rozróżnienia pomiędzy nakładami inwestycyjnymi niezbędnymi do wdrożenia wymagań dyrektyw a kosztami wdrożenia tych dyrektyw. Gospodarstwa domowe odczują skutki wdrożenia dyrektyw poprzez zmiany cen na określone dobra i usługi. Zmiany cen tych dóbr są nie tylko pochodną nakładów inwestycyjnych, ale także kosztów eksploatacyjnych wybudowanych/unowocześnieonych technologii. Dlatego też nakładów inwestycyjnych nie można bezpośrednio utożsamiać z kosztami wdrożenia dyrektyw, gdyż to ostatnie pojęcie jest znacznie szersze.

Analizę prowadzono na podstawie danych wtórnych, publikowanych, w przypadku polskich gospodarstw domowych przez Główny Urząd Statystyczny i Instytut Gospodarki Mieszkaniowej, a w przypadku gospodarstw domowych z krajów Unii – przez EUROSTAT.

W opracowaniu przyjęto agregację gospodarstw domowych na typy wyodrębnione przez GUS. Od 1998 r. badania budżetów gospodarstw domowych obejmują 6 grup społeczno-ekonomicznych gospodarstw domowych określonych przez źródło uzyskania dochodu (przeważające w danym gospodarstwie), tj. utrzymujące się głównie z:

- pracy najemnej – **gospodarstwa pracowników**, w agregacji na pracowników zatrudnionych na stanowiskach robotniczych i nierobotniczych,
- łącznego dochodu z pracy najemnej i użytkowanego gospodarstwa rolnego/działki – **gospodarstwa pracowników użytkujących gospodarstwo rolne**,

1) Opracowanie jest fragmentem szerszego raportu pt. „Analiza kosztów wdrożenia wymagań wybranych, środowiskowych dyrektyw UE na wydatki gospodarstw domowych w Polsce” zamówionego przez Urząd Komitetu Integracji Europejskiej.

- użytkowanego gospodarstwa rolnego/działki – **gospodarstwa rolników**,
- pracy na własny rachunek poza użytkowanym gospodarstwem rolnym lub wykonywania wolnego zawodu – **gospodarstwa pracujące na własny rachunek**,
- emerytury lub renty – **gospodarstwa emerytów i rencistów**,
- niezarobkowych źródeł (innych niż emerytura lub renta), np. zasiłek dla bezrobotnych, zasiłek z pomocy społecznej itd. – **gospodarstwa utrzymujących się z niezarobkowych źródeł**.

Od 2000 r. GUS nie wyodrębnia już tej ostatniej kategorii gospodarstw.

Przyjęta w opracowaniu kategoria – dochód rozporządzalny gospodarstwa domowego, obejmuje wszystkie bieżące pieniężne i niepieniężne dochody gospodarstwa domowego pomniejszone o zaliczki na podatek dochodowy od osób fizycznych płacone od dochodów z pracy najemnej, świadczeń społecznych oraz podatki płacone przez osoby pracujące na własny rachunek, w tym rolników indywidualnych. Dochód rozporządzalny przeznaczony jest na wydatki konsumpcyjne, pozostałe wydatki oraz przyrost oszczędności.

Analiza poniższa oparta jest na badaniu skutków zmiany cen na energię elektryczną wynikających z wprowadzenia w Polsce regulacji zgodnych z wybranymi dyrektywami unijnymi w dziedzinie ochrony środowiska, na podstawie uwzględniania prostej elastyczności cenowej popytu na powyższe dobra.

Zmiana ceny danego produktu powoduje zmianę popytu na ten produkt. Siła tej reakcji wyrażona jest przy pomocy współczynnika elastyczności cenowej popytu. Wyraża się on wzorem:

$$E_p = \frac{\Delta q}{q} + \frac{\Delta p}{p}$$

gdzie:

E_p – wskaźnik elastyczności cenowej popytu,
 q – popyt na dane dobro w wyrażeniu ilościowym,
 p – cena badanego dobra.

Problematyka elastyczności cenowej popytu nie była poddawana wnikliwej analizie w Polsce, bowiem w sytuacji centralnie sterowanej gospodarki nakazowej i istniejącego rynku sprzedawcy nie było takiej potrzeby. W literaturze polskiej brak jest opracowań prezentujących wyniki badań nad elastycznością popytu na konkretne dobra²⁾, wobec powyższego sięgnięto do literatury zachodniej. Wybór wraz z uzasadnieniem zamieszczony został w dalszej części opracowania.

2) Wyjątkiem są wyniki badań nad popytem na energię elektryczną opublikowane w postaci artykułu: R. Wróbel Rotter, „Prognozowanie popytu na energię elektryczną: ujęcie ekonometryczne”, Wiadomości Statystyczne nr 2, 1999, ale dotyczą one okresu: 1980-1994.

Zmiana ceny danego dobra wywołuje dwa efekty: substytucyjny oraz dochodowy. Efekt substytucyjny polega na wzroście popytu na dobra substytucyjne na skutek wzrostu ceny danego dobra. Efekt dochodowy polega na zmianie realnych dochodów na skutek zmiany ceny danego dobra i możliwej w takiej sytuacji zmianie struktury wydatków. Siła reakcji popytu na dane dobro wywołanego zmianą ceny innego dobra określona jest przez współczynnik elastyczności krzyżowej (mieszanej) popytu.

W przypadku analizowanych dóbr nie zachodzą między nimi związki substytucyjności, wobec czego powyższy aspekt został pominięty.

Analiza oparta została na prognozie dotyczącej dochodów realnych, wobec czego wydaje się, że nie ma konieczności rozważania dochodowego efektu zmiany cen poszczególnych dóbr w niniejszym opracowaniu.

Zmiana dochodów wywołuje zmiany popytu na poszczególne dobra. Ogólna zależność mówi, że wzrost dochodów wywołuje wzrost popytu na dobra normalne, a spadek popytu na dobra niższego rzędu. Siłę tej zależności wyraża współczynnik elastyczności dochodowej popytu. Wartość współczynnika elastyczności dochodowej popytu wyraża się równaniem:

$$E_i = \frac{\Delta q}{q} + \frac{\Delta y}{y}$$

gdzie:

E_i – współczynnik elastyczności dochodowej popytu,
 q – wielkość popytu,
 y – wielkość dochodu.

Można sądzić, że zakładany wzrost dochodów będzie powodował wzrost popytu na artykuły wyposażenia gospodarstwa domowego, np. RTV, zmechanizowanego sprzętu kuchennego, a więc dóbr energochłonnych, a tym samym wzrost konsumpcji energii elektrycznej. Uwzględnić jednakże należy, że nowe rozwiązania technologiczne stosowane w sprzęcie nowej generacji mają na celu zmniejszanie ich energochłonności. Można więc uznać, że wzrost zużycia energii elektrycznej spowodowany wzrostem nasycenia gospodarstw domowych w powyższy sprzęt zrekompensowany zostanie w pewnym stopniu poprzez nowoczesne technologie o energooszczędnym charakterze. Niemniej uznano za celowe dokonanie analizy zmiany popytu na energię elektryczną wynikającej ze zmiany dochodów realnych. Ponownie sięgnięto do literatury zachodniej w celu znalezienia współczynnika elastyczności dochodowej popytu na energię elektryczną.

Założenia przyjęte do obliczeń

Obliczenia zmian wydatków wykonano w miarę możliwości w %. Zmiany obliczane w zł narażone są na szybszą dezaktualizację. Ponadto wyniki obliczeń w jednostkach finansowych są wrażliwe na zmiany dochodów gospodarstw domowych oraz zmiany wartości pieniądza w czasie. Ze względu na fakt, że

pełna implementacja wybranych dyrektyw odbędzie się w relatywnie odległych terminach (Polska wynegocjowała szereg kilku lub kilkunastoletnich okresów przejściowych), obliczenia wykonywane w zł muszą opierać się na dużej ilości subiektywnych założeń.

Przewidywane okresy wdrożenia rozważanych dyrektyw

Zgodnie z ustaleniami umożliwiającymi zamknięcie rozdziału negocjacyjnego „Środowisko” do obliczeń przyjęto okresy spełnienia wymogów analizowanych dyrektyw UE. Dla dużych obiektów energetycznego spalania paliw (Dyrektywa 2001/80/EC) są to różne okresy w odniesieniu do poszczególnych paragrafów/wymogów Dyrektywy, odpowiednio lata: 2008/2015/2017.

Prognozy spełnienia wszystkich wymagań dyrektywy 2001/80/EC dotyczą roku 2020. Przyjęcie tak długiego horyzontu czasowego obniża rzetelność analizy w związku z bardzo dużą ilością czynników egzo- i endogenicznych warunkujących możliwość wiarygodnych prognoz długoterminowych dotyczących zmian dochodów gospodarstw domowych. W związku z tym zdecydowano się na wykonanie analizy w okresie 2002-2015. Taki horyzont czasowy obejmuje wszystkie

dyrektywy z wyjątkiem 2001/80/EC. Uważna analiza obciążeń spowodowanych wdrożeniem tej regulacji wskazuje, że od roku 2016 koszty produkcji pozostają na relatywnie stabilnym poziomie. Z uwagi na ogrom inwestycji (20-40 mld zł w cenach 2001 r.) akumulacja kapitału na inwestycje³⁾ musi następować z wyprzedzeniem. Wzrost cen na energię będzie w takim wypadku wyprzedzał wzrost kosztów produkcji i dlatego można założyć, że będzie on liniowy oraz już w 2015 r. odzwierciedli dalsze potrzeby inwestycyjne.

Stopę dyskonta uwzględnianą w obliczeniach przyjęto na poziomie 5%. Założenie to jest w dużej mierze subiektywne, aczkolwiek nadmienić należy, że nie spotkano się z żadnymi oficjalnymi (raporty GUS, RCSS itp.) wskazówkami sugerującymi przyjęcie określonej wartości. Zaznaczyć trzeba, że ewentualne wykorzystanie wyższej stopy procentowej prowadzi do wzrostu obciążeń użytkowników (wzrasta koszt kapitału). Analogicznie stosowanie niższej stopy dyskonta da w rezultacie mniejsze obciążenia finansowe.

Wybór wskaźników elastyczności cenowej popytu

Jeśli chodzi o współczynniki elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną, to przegląd wyników uzyskanych w USA przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Współczynniki elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną zgłaszanego przez gospodarstwa domowe

| Źródło | Charakter danych empirycznych | Współczynniki elastyczności cenowej | |
|--|---|-------------------------------------|----------------------------|
| | | krótki okres | długi okres |
| Mount i inni (1973) | szereg czasowy | - 0,14 | - 1,21 |
| Taylor i inni (1975) | szereg czasowy | - 0,07 | - 0,78 |
| Wilder-Willeb (1975) | | - 1,00 | - 1,31 |
| Uri (1975) | | - 0,61 | - 1,66 |
| F.E.A. (1976) | | - 0,19 | - 1,46 |
| Maloney, Mc Cormick (1996) | dane łączone: szeregi czasowe i dane przekrojowe | - 0,4 | - 0,98 |
| Halvorsen, Larsen (1999) | dane łączone: szeregi czasowe i dane przekrojowe, w skali mikro | - 0,433 (Norwegia) | - 0,442 (Norwegia) |
| Branch (1993) | dane łączone: szeregi czasowe i dane przekrojowe, w skali mikro | - 0,2 (USA) | |
| Silk, Joutz (1997) | dane łączone: szeregi czasowe i dane przekrojowe, w skali makro | - 0,158 do - 0,184 | - 0,263 do - 0,329 |
| Halvorsen, Larsen (1999) | dane przekrojowe, w skali mikro | 0,4 do - 1,1 (Norwegia) | 0,3 do - 1,1 (Norwegia) |
| Chang, Hsing (1991) oraz Greeninig i inni (1998) | szeregi czasowe, w skali makro | - 0,25 (USA) - 0,62 (USA) | - 0,5 (USA) - 0,6 (USA) |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: M. T. Maloney, R. E. Mc Cormick, R. Sauer, *Customer Choice, Consumer Value: An Analysis of Retail Competition in America's Electric Industry*, vol. II, Washington D.C., Citizens for a Sound Economy Foundation, 1996 oraz M. T. Maloney & R. E. Mc Cormick, *Customer Choice, Consumer Value Settings the Record Straight: The Consumer Wins with Competition*, Citizens for a Sound Economy Foundation, Issue Analysis nr 46, 1997, *Behavioural Responses to Energy and Transport Related Taxes: a Survey of Price Elasticities Estimates*, OECD, Paris 1999.

3) Przy obecnej kondycji sektora elektroenergetycznego zgromadzenie nawet 20% udziału własnego niezbędnego do otrzymania kredytu wydaje się zadaniem bardzo trudnym.

Zestawione krótkookresowe współczynniki elastyczności cenowej wahają się od $(-0,05; -1,1)$, ale najczęściej zawarte są w przedziale $(-0,15; -0,4)$. Ich wartość bezwzględna mniejsza od 1 świadczy o nieelastycznym popycie. Równocześnie wartość różna od 0 wskazuje, że wystąpi reakcja popytowa na zmianę ceny.

Można zauważyć, że wyniki badań wskazują, iż różnicowanie pomiędzy krótko i długookresowymi wskaźnikami uległo zmniejszeniu w latach dziewięćdziesiątych.

Należy jednakże wziąć pod uwagę, że są to ilościowe współczynniki elastyczności cenowej, obrazujące ilościową zmianę popytu na zmianę ceny. Wartościowy współczynnik elastyczności cenowej, przedstawiający interesującą z punktu widzenia celu niniejszych rozważań wartość popytu po zmianie cen, jest równy sumie ilościowego współczynnika elastyczności plus jeden $(E_p + 1)$. Wskazuje to na fakt, że wzrost cen na energię elektryczną spowoduje spadek popytu w wyrażeniu ilościowym i wzrost popytu w wyrażeniu wartościowym, a więc wzrost kosztów utrzymania.

Powstaje kwestia przyjęcia wartości współczynnika elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną dla sektora polskich gospodarstw domowych. Czynniki wpływającymi na usztywnienie popytu będą:

- podstawowy charakter dobra,
- monopolistyczny dostawca,
- ograniczone możliwości substytucji.

Powyższe uwarunkowania implikują przyjęcie rozważanego współczynnika z przedziału $(-0,15; -0,2)$.

Natomiast do czynników zwiększających elastyczność można zaliczyć:

- wzrost świadomości ekologicznej,
- wcześniejsze znaczne marnotrawstwo energii elektrycznej.

Te determinanty z kolei sugerują na przyjęcie współczynnika z przedziału $(-0,25; -0,3)$.

Wobec powyższych przesłanek do obliczeń zostanie przyjęty współczynnik elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną zgłaszanego przez gospodarstwa domowe na poziomie $E_p = -0,2$.

Wybór wskaźników elastyczności dochodowej popytu

Przy doborze wskaźników elastyczności dochodowej popytu przyjęto założenie, że energię elektryczną należy zaliczyć do dóbr pierwszej potrzeby i wobec braku badań empirycznych na temat rozważanych wskaźników w Polsce sięgnięto do literatury zachodniej.

Przegląd wskaźników elastyczności dochodowej popytu na energię elektryczną przedstawia tabela 2.

Przedstawiony przegląd wskazuje na znaczne zróżnicowanie omawianych współczynników. Wydaje się, że poszukiwany współczynnik elastyczności dochodowej popytu na energię elektryczną można przyjąć na poziomie $E_i = 0,3$.

Należy sądzić bowiem, że wraz ze wzrostem poziomu życia, wynikającym ze wzrostu dochodów, popyt na produkty generujące zwiększone zużycie energii elektrycznej, takie jak sprzęt elektroniczny, komputery, sprzęt AGD, a także urządzenia grzewcze i klimatyzacyjne będzie dość wrażliwy, wyższy niż oszacowany w większości przypadków na podstawie danych empirycznych z USA.

Dochody rozporządzone gospodarstw domowych i prognozy ich zmian

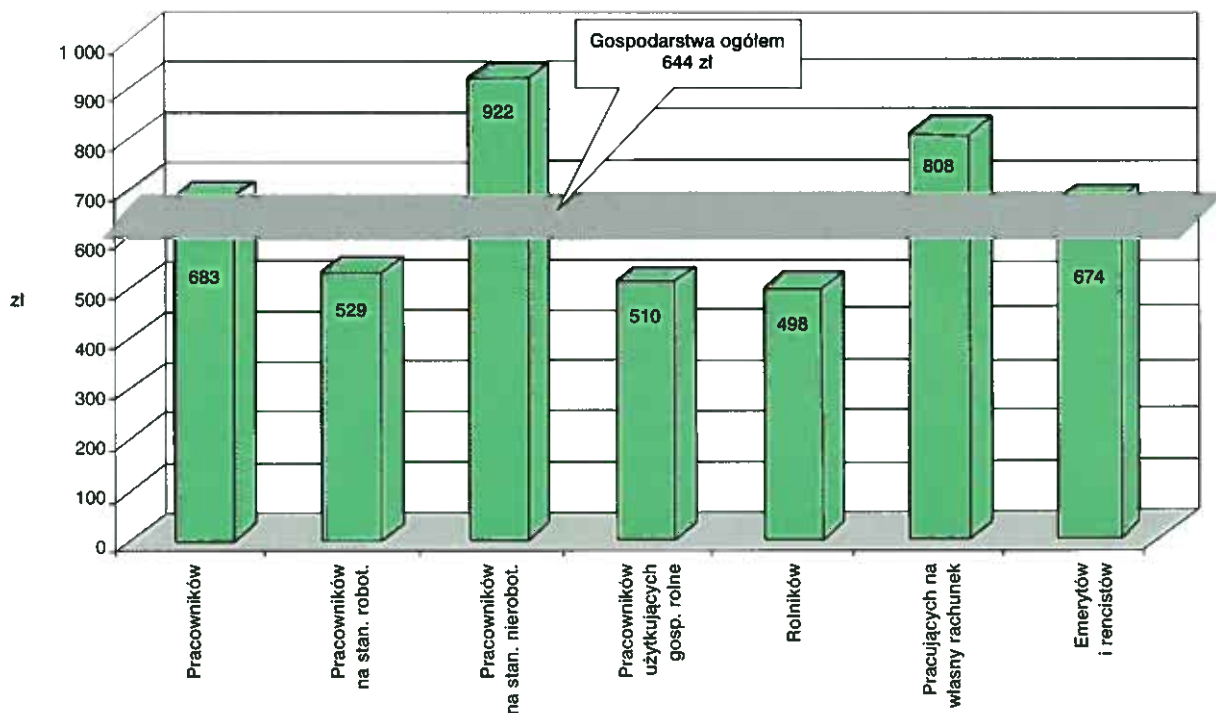
W 2001 roku przeciętny miesięczny nominalny dochód rozporządzalny w gospodarstwach domowych ogółem wyniósł w przeliczeniu na 1 osobę 644,48 zł.

Tabela 2. Zestawienie współczynników elastyczności dochodowej popytu na energię elektryczną

| Autor/opracowanie | Kraj | Współczynnik elastyczności dochodowej w krótkim okresie | Współczynnik elastyczności dochodowej w długim okresie |
|-----------------------|------------------|---|--|
| Houthak-Taylor (1970) | USA | 0,13 | 1,93 |
| Mout i inni (1973) | USA | 0,03 | 0,03 |
| Taylor i inni (1975) | USA | 0,10 | 1,18 |
| Wilder-Willeb (1975) | USA | 0,16 | 0,34 |
| Uri (1975) | USA | 0,04 | 0,12 |
| F.E.A. (1976) | USA | 0,30 | 1,10 |
| 1992 | Chiny | brak | 0,60 |
| 1992 | Indie | brak | 0,60 |
| 1992 | Japonia | brak | 0,60 |
| 1992 | Korea Południowa | brak | 0,60 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Decision Analysis Corporation of Virginia, *Final Report: WINES Model Analysis (OECD Countries)*, DOE Contract No. DE-AC01-87EI-19801 (Vienna, VA, November 15, 1991), Volumes 1-3: *WINES Model Analysis (Non-OECD Countries)*, DOE Contract No. DE-AC01-92EI-22941 (Vienna, VA, March 27, 1992); Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, Maloney M. T. & R. E. Mc Cormick, *Customer Choice, Consumer Value Settings the Record Straight: The Consumer Wins with Competition*, Citizens for a Sound Economy Foundation, Issue Analysis nr 46, 1997.

Rysunek 1. Rozkład dochodów rozporządzalnych w poszczególnych typach gospodarstw domowych w 2001 r., w cenach bieżących



Źródło: *Budżety Gospodarstw Domowych 2001*, GUS, Warszawa 2002.

Poziom przeciętnych dochodów był zróżnicowany w przekroju poszczególnych typów gospodarstw domowych, co ilustruje rysunek 1.

Dochody powyżej przeciętnej osiągały gospodarstwa pracowników na stanowiskach nierobotniczych (o 43%), pracujących na własny rachunek (o 25%), pracowników ogółem (o 6%) oraz emerytów i rencistów (o 5%). Należy zaznaczyć, że w przypadku tej ostatniej kategorii gospodarstw na relatywnie wysoki poziom przeciętnych dochodów per capita wpływała mała liczebność tych gospodarstw, a także fakt nie występowania w nich zazwyczaj osób nie posiadających własnego źródła dochodów.

Na przeciwnym biegunie, o dochodach poniżej przeciętnej znajdowały się gospodarstwa związane z rolnictwem – rolników (przeciętny poziom dochodów o 23% niższy od średniego), pracujących uprawiających gospodarstwo rolne (o 21% niższy), a także pracowników na stanowiskach robotniczych (o 18% niższy).

Ze społecznego punktu widzenia kategorią najbardziej wrażliwą na wzrost kosztów utrzymania są gospodarstwa najbiedniejsze, a więc należące do pierwszej i drugiej dochodowej grupy decylowej. W 10% gospodarstw o najniższych dochodach (pierwsza grupa decylowa) najwyższy dochód miesięczny na osobę

w 2001 r. wynosił 246,77 zł, a w kolejnych 10% (druga grupa decylowa) 328,06 zł⁴⁾.

Zmiany poziomu przeciętnych realnych dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych w przeliczeniu na jedną osobę w okresie 1994-2001 uzależnione były od typu gospodarstwa. Szczegółowa analiza zmian pozwala na konkluzję, że nie zaznaczyły się wyraźne trendy zmian poziomu dochodów rzeczywistych i ich ekstrapolacja, nawet na krótkie okresy, byłaby merytorycznie niepoprawna, stąd konieczność korzystania z prognoz.

Podstawowym elementem analizy jest antycypacja zmian rozważanych strumieni pieniężnych, a jednym z najważniejszych jest poziom dochodów realnych gospodarstw domowych.

W bieżącej literaturze polskiej niewiele jest prognoz, zwłaszcza długo- i średnioterminowych, co wynika ze znacznej niepewności krajowych i zagranicznych uwarunkowań makroekonomicznych. Po przeglądzie dostępnych, aktualnych pozycji uznano, że najbardziej wiarygodne wydają się być prognozy łódzkiego ośrodka

4) Obliczenia własne na podstawie „Zróżnicowanie warunków życia ludności w Polsce w 2001 roku”, GUS, Warszawa 2002, s. 43.

uniwersyteckiego opublikowane w opracowaniach: „*Ekonometryczny model wzrostu gospodarczego*”, red. Welfe W., Wydawnictwo UŁ, Łódź 2001 oraz Welfe W., Florczak W., „*Prognozy i scenariusze rozwoju gospodarczego Polski do 2010 r.*”, Optimum – Studia Ekonomiczne 2002, nr 3(15).

Drugie opracowanie, najnowsze, przedstawia prognozy wszystkich najważniejszych kategorii ekonomicznych, m.in. dochodów ludności dla okresu 2002-2010. Zdecydowano się przyjąć wariant stagnacyjny, przewidujący roczne tempo wzrostu realnych dochodów gospodarstw domowych dla lat 2003-2010 na poziomie 1,317%.

Natomiast dla lat 2011-2015 przyjęto wariant pesymistyczny pochodzący z pierwszej z wymienionych publikacji, który przewiduje roczne tempo wzrostu realnych dochodów ludności na poziomie 2,6%.

W przypadku gospodarstw rolniczych od roku 2004 uwzględniono efekty polityki rolnej UE w postaci dopłat bezpośrednich. Z uwagi na fakt, że analiza koncentruje się głównie na najwrażliwszych sub-populacjach gospodarstw, pominięto wpływ polityki rolnej na gospodarstwa wielkotowarowe. Uwzględniono natomiast dopłaty bezpośrednie, w wysokości 1250 € rocznie dla gospodarstwa, począwszy od 2004 r., zakładając, że po 2006 r. poziom ten nie będzie niższy. Przeciętną wielkość gospodarstwa rolników przyjęto zgodnie z danymi GUS z 2001 r. jako 4,21.

Przyjęte prognozy porównano z tempem wzrostu rozporządzalnych dochodów realnych w najbiedniejszych krajach Unii, które najpóźniej dołączyły do piętnastki – Hiszpanii i Portugalii⁵⁾. Tempo to było dość zmienne w obu krajach w poszczególnych latach, jednak uwzględniając kilkanaście lat – tuż przed i po przyjęciu do Unii, było ono zbliżone do prognozowanego, co uwiarygodnia przyjęte założenia.

Finalny rezultat zastosowany do dalszych obliczeń przedstawiony jest w tabeli 3.

Prognoza ta zakłada wzrost realnych dochodów na osobę w okresie 2001-2015 rzędu 28%. Wzrost ten jest na tyle silny, że jak okaże się przy dalszych obliczeniach, mimo równoległego wzrostu obciążeń z tytułu rosnących cen za analizowane dobra i usługi odsetek dochodów przeznaczanych na przykład na energię elektryczną maleje w analizowanym okresie czasu.

Konsekwencje implementacji dyrektyw 88/609/EEC oraz 2001/80/WE dla gospodarstw domowych – prezentacja wyników

W momencie przygotowania raportu obowiązywała wyłącznie dyrektywa 2001/80/WE, która zastąpiła poprzednią dyrektywę 88/609/EEC. Istnieją jednak mocne przesłanki sekwencyjnego, chronologicznego rozpatrywania konsekwencji obu dyrektyw.

Wdrożenie dyrektywy 88/609/EEC wymusiło szereg wieloletnich inwestycji w polskim sektorze elektroenergetycznym. Cykl inwestycyjny tak złożonych przedsięwzięć jest wieloletni i zmiany prawa na 2 lata przed terminem spełnienia wszystkich wymogów nie mają istotniejszego wpływu na rozwój sytuacji. Analogicznie, wdrożenie nowych, ostrzejszych regulacji nie powoduje natychmiastowych konsekwencji kosztowych, gdyż spełnienie tych regulacji wymaga opracowania konkretnej strategii zaplanowania wieloletnich inwestycji, które nie mogą być zrealizowane w horyzoncie kilku lat. Dlatego też wydaje się celowe rozpatrywanie najpierw konsekwencji wdrożenia dyrektywy 88/609/EEC, a następnie dyrektywy 2001/80/WE w formie nakładających się na siebie skutków. Podejście takie rodzi jednak pewne problemy metodyczne. Rokiem bazowym obliczeń w większości przypadków jest rok 2001⁶⁾. W roku tym cena energii elektrycznej była już obciążona olbrzymią częścią kosztów wdrożenia dyrektywy 88/609/EEC. Przeciętna konsumpcja energii w sektorze gospodarstw domowych również

Tabela 3. Długoterminowa prognoza zmian realnych dochodów ludności na osobę w poszczególnych typach gospodarstw domowych, ceny stałe z 2001 r., w zł

| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ogółem | 651 | 659 | 668 | 677 | 686 | 695 | 704 | 713 | 723 | 742 | 761 | 781 | 801 | 822 |
| Pracowników | 690 | 699 | 708 | 718 | 727 | 737 | 746 | 756 | 766 | 786 | 806 | 827 | 849 | 871 |
| Emerytów i rencistów | 681 | 690 | 699 | 708 | 717 | 727 | 736 | 746 | 756 | 775 | 796 | 816 | 837 | 859 |
| Rolników | 503 | 509 | 615 | 622 | 628 | 635 | 643 | 650 | 657 | 671 | 686 | 702 | 717 | 733 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: „*Ekonometryczny model wzrostu gospodarczego*”, red. Welfe W., Wydawnictwo UŁ, Łódź 2001 oraz Welfe W., Florczak W., „*Prognozy i scenariusze rozwoju gospodarczego Polski do 2010 r.*”, Optimum – Studia Ekonomiczne 2002, nr 3(15) oraz *Budżety Gospodarstw Domowych 2001*, GUS, Warszawa 2002.

5) *Consumers in Europe. Facts and Figures*, EUROSTAT, European Communities, France 2001 oraz Euromonitor www.euromonitor.com.

6) Obliczenia wykonano na przełomie listopada i grudnia 2002 r., kiedy oficjalna statystyka GUS nie była jeszcze dostępna. Dlatego też pojedyncze wartości pochodzą z 2000 r., fakt taki za każdym razem sygnalizowano w opisie.

zawierała reakcje popytowe na wzrost ceny. Tak więc wprowadzając nową cenę za energię obarczoną kosztem wdrożenia dyrektywy 2001/80/EC liczone wzrost wydatków i reakcje popytowe z tytułu wdrożenia tylko drugiej dyrektywy. Nie znaczy to jednak, że gospodarstwa nie ponosiły kosztów dostosowania sektora elektroenergetycznego do dyrektywy pierwszej. Została ona uwzględniona „wstecz” poprzez wskazanie, jaka część obecnej ceny za energię jest pochodną procesów dostosowawczych do pierwszej dyrektywy.

Kwestia okresów wdrożenia dyrektyw dyskutowana już była w części poświęconej założeniom i metodologii.

Ceny energii elektrycznej⁷⁾ jeszcze do niedawna nie były zróżnicowane lokalnie. Zmiany wywołane uwolnieniem cen od 1.01.1999 r. umożliwiły takie zróżnicowanie. Konsekwencje nowych regulacji nie są jednak bardzo istotne z punktu widzenia interakcji związanych z koniecznością przeniesienia kosztów inwestycji ochronnych w cenę prądu.

Uzasadnienie tego stwierdzenia ma swoje źródła w specyfice źródeł finansowania inwestycji odsiarczania i odazotowania spalin w energetyce zawodowej. Wobec braku wystarczającej ilości środków własnych, elektrownie⁸⁾ pozyskiwały środki zewnętrzne (głównie kredyty) na realizację tych inwestycji. Pozyskanie kredytu było możliwe tylko pod warunkiem udokumentowania możliwości jego spłaty. W praktyce instrumentem rozwinętym na naszym rynku stał się kontrakt długoterminowy zawierany pomiędzy producentem energii (elektrownią) a odbiorcą czyli Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA (PSE) na dostawę energii elektrycznej. Kontrakt ten zawierał uregulowania dotyczące ilości i ceny odbieranej energii. Przy budowie i zawieraniu wspomnianych kontraktów składowa kosztów związana z odsiarczaniem spalin była uwzględniana w sposób naturalny. Z uwagi na fakt, że ok. 60%⁹⁾ popytu na energię zaspakajane jest w ramach kontraktów długoterminowych (obejmują ok. 57% zainstalowanej mocy zakładów systemowych¹⁰⁾, przyjąć można, że koszty budowy instalacji odsiarczania rozkładają się równomiernie na wszystkich odbiorców. Tak więc poniesienie dodatkowych kosztów związanych ze spełnieniem wymogów dyrektywy 88/609/EEC, a potem 2001/80/EC będzie miało konsekwencje kosztowe

jednakowe dla wszystkich odbiorców energii (tu gospodarstw domowych).

Należy podkreślić pewne istotne różnice pomiędzy rynkiem np. wody i ścieków a rynkiem energii elektrycznej w kontekście roli gospodarstw domowych. O ile w przypadku klasycznych usług komunalnych gospodarstwa domowe są najważniejszą grupą klientów, a ich zachowania mają decydujący wpływ na kondycję finansową operatorów, to w przypadku energii elektrycznej sytuacja jest zdecydowanie odmienna. Gospodarstwa domowe konsumują 20,6% energii elektrycznej zużywanej ogółem¹¹⁾. Widoczne jest więc, że reakcje popytowe tych odbiorców nie są aż tak istotne, jak w przypadku poprzednio analizowanych dóbr i usług, aczkolwiek gospodarstwa odgrywają coraz większą rolę na rynku konsumentów. Ich udział w całym rynku systematycznie rośnie. Jest to głównie wynikiem malejącego zużycia w pozostałych sektorach.

Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych

W latach dziewięćdziesiątych zużycie energii elektrycznej per capita w sektorze gospodarstw domowych wzrastało. Wynikało to ze znaczącego wzrostu wyposażenia gospodarstw domowych w dobra trwałego użytku o charakterze nowoczesnych narzędzi pracy w gospodarstwie, oraz w sprzęt informacyjno-rozrywkowy, a więc w produkty energochłonne. Równocześnie zaznaczyła się tendencja większej częstotliwości korzystania z tych urządzeń¹²⁾. Wzrostowa tendencja zużycia energii, wynikająca z powyższych przyczyn była wprawdzie rekompensowana przez wprowadzanie energooszczędnych technologii w nowych urządzeniach i ich lepszą sprawnością energetyczną, jednakże dane empiryczne dla lat dziewięćdziesiątych dowodzą, że w Polsce miał miejsce wzrost zużycia energii przez gospodarstwa domowe, szczególnie wyraźnie zaznaczający się od 1995 r. Przyczyną wzrostu zużycia energii elektrycznej była też substytucja ogrzewania węglowego elektrycznym. Rozważane zmiany ilustruje rysunek 2 (str. 50).

Na podstawie analiz zużycia energii elektrycznej w sektorze komunalnym krajów zachodnich oraz uwarunkowań w Polsce można sądzić, że tendencja wzrostowa zużycia tego nośnika zostanie utrzymana w najbliższych latach, choć dynamika wzrostu ulegnie obniżeniu.

W celu identyfikacji obciążeń budżetów gospodarstw domowych z tytułu korzystania z energii elektrycznej dokonano odniesienia wydatków gospodarstw domowych na energię elektryczną do ich dochodów rozporządzalnych (wszystkie kategorie w wyrażeniu per

7) Istnieje więcej niż jedna cena na energię elektryczną. Niniejsze rozważania dotyczą cen naliczanych gospodarstwom domowym, a więc z grup taryfowych G, a dokładniej G-11.

8) W zasadzie powinno operować się pojęciem duże obiekty energetycznego spalania paliw – używanym w dyrektywie 88/609/EEC.

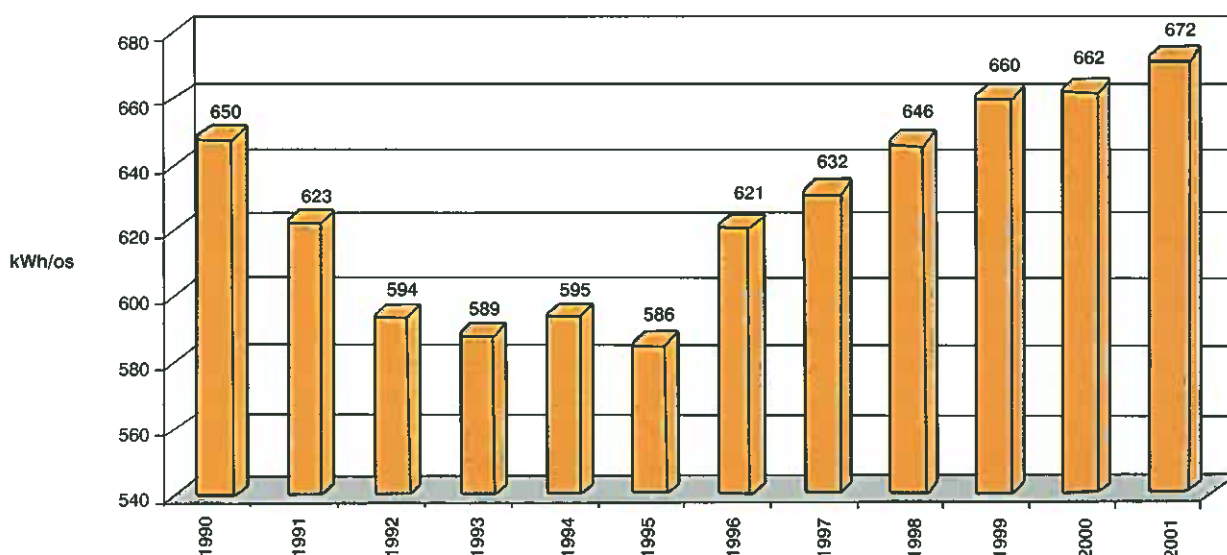
9) Wg: „Nowy plan dla rynku energii prawie gotowy”, w: serwis informacyjny www.cire.pl.

10) Wg: „Ocena technicznych, ekonomicznych i prawnych uwarunkowań wdrażania w Polsce Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych źródeł zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw”. Raport podstawowy, Energoprojekt-Warszawa, Warszawa 2002.

11) Wg: „Statystyka elektroenergetyki polskiej”, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2001, dane za rok 2000.

12) Bleijenberg A., Van Swigchem J., *Efficiency and Sufficiency. Towards Sustainable energy and transport*. Centre for Energy Conservation and Environmental Technology, Discussion Paper, Delft, March 1997.

Rysunek 2. Roczne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w miastach w Polsce w latach 1990-2001, kWh/1mieszkańca



Źródło: Roczniki Statystyczne GUS z kolejnych lat, GUS, Warszawa.

capita). Wykorzystano do tego celu dane publikowane przez GUS w *Budżetach Gospodarstw Domowych*. To źródło podaje jednak łącznie wydatki na energię elektryczną i gaz. Tradycja taka wynika z zaszczości historycznych, bowiem kwoty te były dawniej ujmowane łącznie. Łączenie wydatków na energię elektryczną i gaz pozostało w statystykach do chwili obecnej. Wobec powyższego, oraz niemożności dotarcia do danych obrazujących wyodrębnione wydatki na energię elektryczną, przeprowadzono oszacowanie udziału wydatków na obie składowe na podstawie przeciętnego zużycia energii elektrycznej i gazu w gospodarstwach miejskich i przeciętnych cen za powyższe nośniki energii. Uzyskane wyniki przedstawia rysunek 3 (str. 51).

Przeciętne zużycie energii elektrycznej na osobę w gospodarstwach domowych wynosiło w 2001 roku 626,5 kWh rocznie. Wyższa od przeciętnej konsumpcja energii elektrycznej charakteryzowała gospodarstwa pracujące na własny rachunek oraz emerytów i rencistów. Niższe od przeciętnej zużycie miało miejsce w gospodarstwach rolników, pracowników użytkujących gospodarstwa rolne oraz pracowników, w tym zwłaszcza pracowników na stanowiskach robotniczych. Poziom zużycia energii jest dodatnio skorelowany z ilością urządzeń zużywających energię znajdujących się na wyposażeniu gospodarstw. W przypadku gospodarstw emerytów i rencistów są to gospodarstwa małe (nieliczne) i to powoduje przeciętny wyższy wskaźnik zużycia energii. Poza tym pozostając przez większą część dnia w domach korzystają z różnych urządzeń zużywających energię, typu odbiorniki RTV czy dodatkowe grzejniki.

W przypadku wykorzystania energii elektrycznej do ogrzewania mieszkań istotny jest wskaźnik przeciętnej powierzchni lokalu na 1 mieszkańca, gdyż zapotrzebowanie na energię jest w tym momencie pochodną powierzchni, a nie liczebności gospodarstwa. Wskaźnik powierzchni mieszkalnej/osobę jest jednak w przypadku grupy emerytów i rencistów relatywnie wysoki.

Zróżnicowane zużycie energii elektrycznej, jak również poziom dochodów rozporządzalnych powodowało różny udział wydatków na ten nośnik energii w dochodach rozporządzalnych poszczególnych typów gospodarstw domowych.

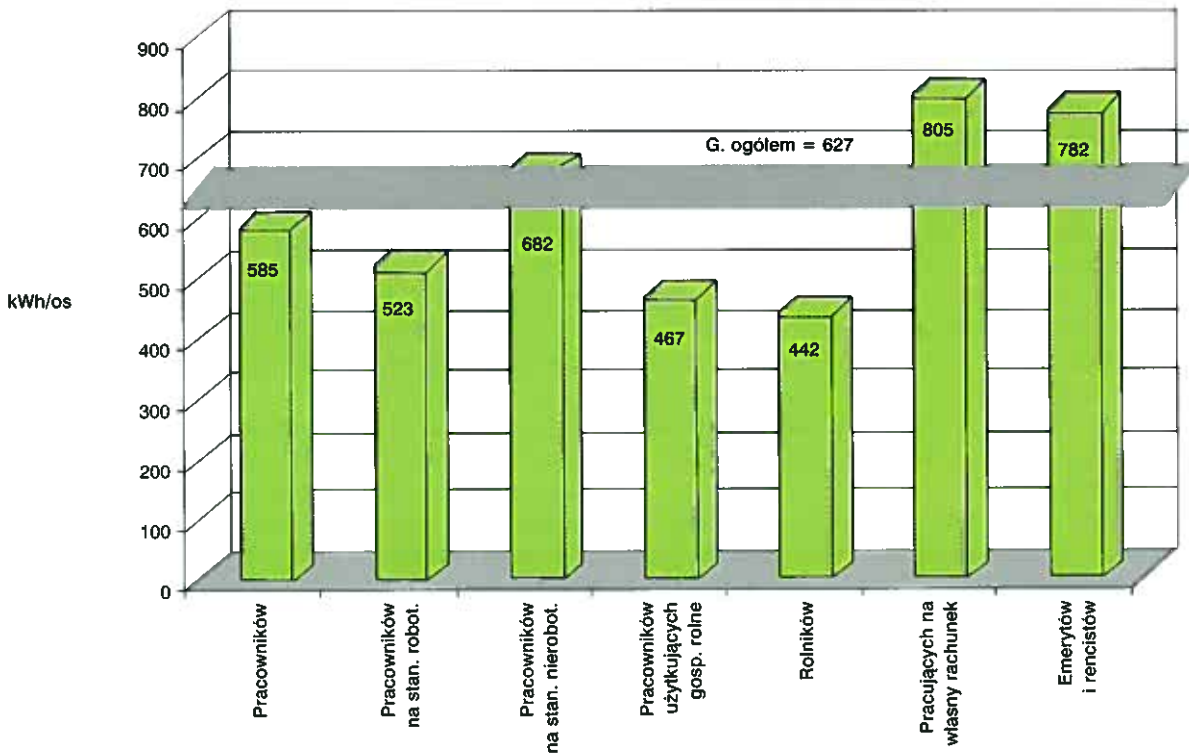
Przeciętny udział wydatków na energię elektryczną w dochodach rozporządzalnych ogółem wynosił w 2001 r. 3%. Zróżnicowanie udziału tej kategorii wydatków w poszczególnych typach gospodarstw domowych wynosiło około 1 punktu procentowego. Najniższy udział cechował gospodarstwa pracowników (2,6%), w tym w szczególności gospodarstwa pracowników na stanowiskach nierobotniczych (2,3%), najwyższy natomiast gospodarstwa emerytów i rencistów (3,6%).

Koszty wdrożenia dyrektywy 88/609/EEC oraz 2001/80/EC

Koszty wdrożenia pierwszej dyrektywy o dużych obiektach energetycznego spalania paliw były w Polsce przedmiotem kilku studiów realizowanych przez niezależne zespoły badawcze¹³⁾. Oszacowania konsekwencji

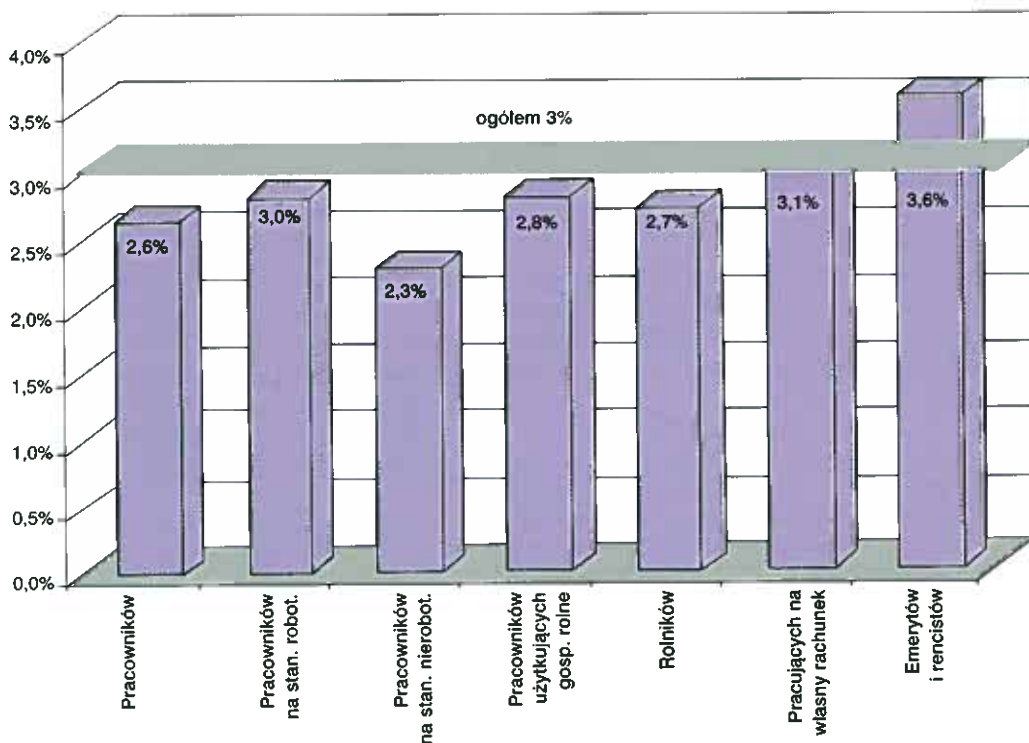
13) Patrz prace IPPT PAN, Energ-SYS, PSE, Banku Światowego, TME w projekcie DISAE oraz AE Kraków.

Rysunek 3. Przeciętne roczne zużycie energii elektrycznej w poszczególnych typach gospodarstw domowych na jedną osobę w 2001 r., w kWh



Źródło: Obliczenia własne na podstawie: *Mały Rocznik Statystyczny*, GUS, Warszawa 2002 oraz *Budżety Gospodarstw Domowych 2001*, GUS, Warszawa 2002.

Rysunek 4. Zróżnicowanie udziału wydatków na energię elektryczną na osobę w przeciętnych dochodach rozporządzalnych na osobę w poszczególnych typach gospodarstw domowych w 2001 r.



Źródło: Obliczenia własne na podstawie: *Mały Rocznik Statystyczny*, GUS, Warszawa 2002 oraz *Budżety Gospodarstw Domowych 2001*, GUS, Warszawa 2002.

dyrektywy 2002/80/EC były przedmiotem zaledwie jednego studium¹⁴⁾, jednak zyskało ono akceptację poprzez wykorzystanie wyników na potrzeby przygotowania programu implementacyjnego oraz dyskusji związanej z długością okresów przejściowych. Mechanizm przenoszenia kosztów poniesionych z tytułu zrealizowanych inwestycji na odbiorcę końcowego, w tym gospodarstwa domowe, jest jednak w przypadku sektora energetycznego bardziej złożony. Wynika to z faktu, że elektrownie nie sprzedają prądu gospodarstwom domowym. W praktyce mamy do czynienia z systemem pośredników zajmujących się kolejno przesyłem (PSE) i dystrybucją (Zakłady Energetyczne) energii. Układ ten w połączeniu z systemem kontraktów długoterminowych o ustalonej cenie na zakup energii, jak też i procesem uwolnienia rynku energii uniemożliwia prosty szacunek mechanizmu przeniesienia kosztów.

Dlatego też w przypadku oszacowań konsekwencji obu dyrektyw zdecydowano się wykorzystać wysoce zagregowane informacje stanowiące rezultat prac PSE¹⁵⁾ prowadzonych samodzielnie bądź też w ramach wspólnych projektów („Ocena technicznych...” opus cit). Zespół ten analizował wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej będących rezultatem budowy technologii ochronnych.

W przypadku pierwszej dyrektywy obliczenia te wskazują na wzrost kosztów produkcji docelowo o 0,86 Usc/kWh¹⁶⁾ wyprodukowanej energii elektrycznej. W przeliczeniu na zł jest to wartość 3,44 gr/1 kWh. Biorąc pod uwagę obecny poziom realizacji inwestycji zmierzających do spełnienia wymagań dyrektywy 88/609/EEC można przyjąć (zgodnie z danymi opracowanymi przez PSE), że w chwili obecnej składowa kosztów związana ze stosowaniem technologii ochronnych wynosi 0,53 Usc/kWh czyli 2,12 gr/kWh.

Docelowo mówić więc można o dalszym wzroście obciążeń w docelowej wysokości 1,32 gr/kWh w horyzoncie do roku 2004 (założone spełnienie wymagań dyrektywy), a 3,44 gr/1 kWh przy pełnej analizie obciążeń.

Ustalenie skali wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego (w taryfie, z której korzystają gospodarstwa domowe) w wyniku wdrożenia dyrektywy 2001/80/EC sprowadza się do konieczności oszaco-

wania wzrostu ceny wynikającego ze wzrostu kosztów wytwarzania. Zależność ta nie jest liniowa, gdyż koszt przesyłu i dystrybucji (kolejne składowe wpływające na cenę dla odbiorcy końcowego) są tylko w niewielkim stopniu zależne od kosztów wytwarzania¹⁷⁾. Dodatkowo przy analizie obciążeń gospodarstw domowych uwzględniono typowe opłaty stałe, takie jak opłata abonamentowa.

Kolejnym parametrem silnie wpływającym na koszt produkcji jest wynik negocjacji przedakcesyjnych w zakresie interpretacji wymogów dyrektywy oraz ustalenie rodzaju i długości okresów przejściowych. Efekty najbardziej prawdopodobnego wzrostu cen energii wywołanego wdrożeniem nowej dyrektywy przedstawia tabela 4 (str. 53).

Oszacowane zmiany cen są zbliżone do docelowego efektu wprowadzenia w 2001 r. podatku akcyzowego nałożonego na producentów energii elektrycznej – stawka podatku wynosi bowiem 2 gr/1 kWh. Co prawda obowiązek uzyskiwania zgody na zmiany cen sprzedaży energii wraz ze sztywnymi uregulowaniami zawartymi w kontraktach długoterminowych zahamował szybkie przeliczenie dodatkowego kosztu na odbiorcę końcowego, niemniej docelowo można spodziewać się mechanizmu pełnego przeliczenia dodatkowego kosztu na odbiorcę.

W dalszych rozważaniach przyjęto, że nastąpi pełne przeniesienie kosztu na odbiorcę, co jest z pewnością założeniem dyskusyjnym. Na jego poparcie przytoczyć można wspomniane już kontrakty długoterminowe gwarantujące określone ceny na energię, a z drugiej strony wspomnieć należy o 20-30% nadwyżce mocy na polskim rynku producentów energii. Z kolei malejąca rentowność Zakładów Energetycznych wskazuje na potrzebę pełnego przeniesienia kosztów na odbiorcę końcowego.

Zestawienie cen energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych w Polsce i UE wskazuje, że już obecne ceny są wyższe niż w niektórych krajach UE, co ilustruje rysunek 5 (str. 53).

Porównanie to jest jeszcze dobitniejsze, gdy ceny skorygowane zostaną o wskaźnik siły nabywczej walut poszczególnych krajów. Wykorzystanie wskaźnika parytetu siły nabywczej (PPP)¹⁸⁾ prowadzi do zaskakujących rezultatów: ceny energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych w Polsce należą do wyższych w Europie. W badanej próbie obejmującej wszystkie kraje Unii, Polskę wyprzedzają jedynie 4 państwa.

17) Pozornie koszt przesyłu i dystrybucji nie zależy w ogóle od ceny przesyłanej energii. W rzeczywistości jednak, w procesach przesyłu i dystrybucji występują straty energii, które obciążają koszty i również muszą być uwzględnione.

18) Dokładniej chodzi o taryfę całodobową G-11.

19) Do obliczeń wykorzystano wskaźniki z: *OECD in Figures. Statistics on the member countries*, OECD Observer 2002/Supplement 1.

14) „Ocena technicznych, ekonomicznych i prawnych uwarunkowań wdrożenia w Polsce Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw”, Energoprojekt-Warszawa, Warszawa 2002.

15) Np. Gajda A., „Możliwości spełnienia przez Polskę zobowiązań wobec II Protokołu Siarkowego dotyczących krajowej emisji i norm emisji siarki i azotu z sektora energetycznego”. Materiały na Seminarium nt. szacunku kosztów dostosowania Polski do wymagań UE, MOŚZNIŁ, 10.03.1999.

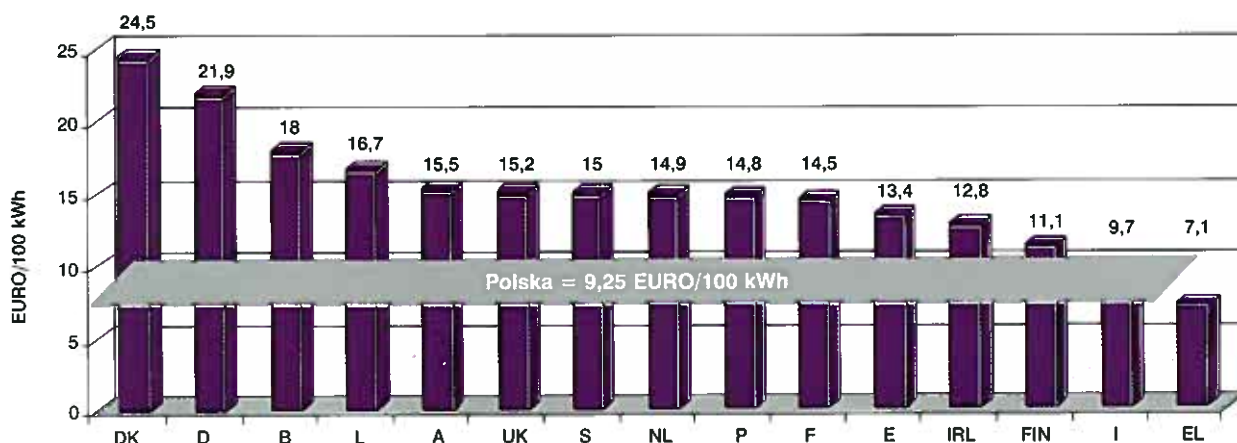
16) Chodzi o centy amerykańskie 0,01 USD.

Tabela 4. Przewidywany wzrost ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych¹⁸⁾ wynikający z wdrożenia dyrektyw o dużych źródłach energetycznego spalania paliw. Wartości w gr/1 kWh, poziom cen 2001 r.

| Wdrożenie dyrektyw | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2020 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 88/609/EEC | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,32 |
| 2001/80/EC | | 0,37 | 0,73 | 0,85 | 1,22 | 1,34 | 2,20 | 2,32 | 2,32 | 2,32 | 2,50 | 2,80 | 3,00 | 3,17 | 3,17 |
| Łącznie | | 3,81 | 4,17 | 4,29 | 4,66 | 4,78 | 5,64 | 5,76 | 5,76 | 5,76 | 5,94 | 6,24 | 6,44 | 6,61 | 6,61 |

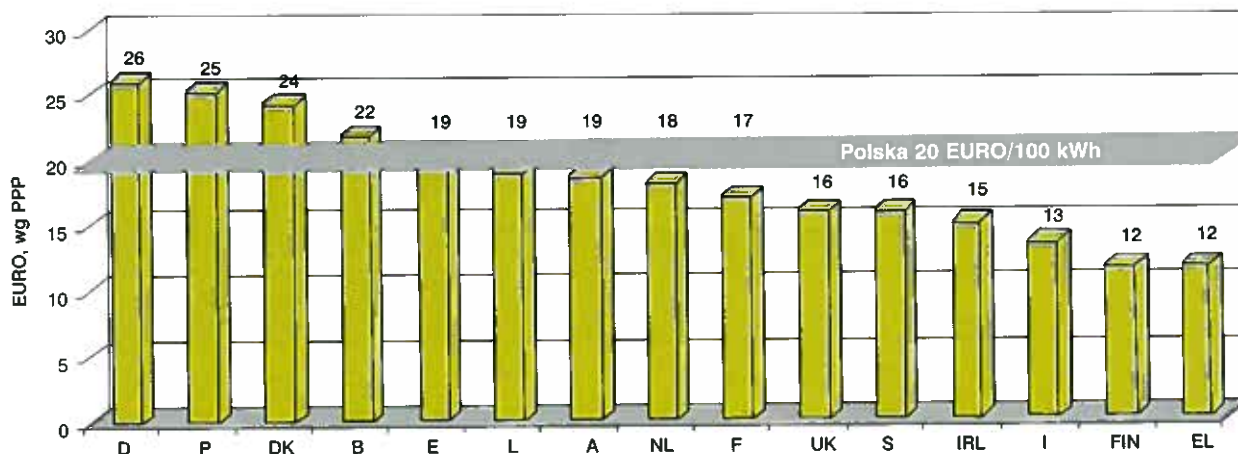
Źródło: Opracowanie własne na podstawie: „Ocena technicznych ...” opus cit.

Rysunek 5. Przeciętne ceny za energię elektryczną w sektorze gospodarstw domowych^{*)} w krajach EU i w Polsce w 2001 r. (€ /100 kWh)



Źródło: Consumers in Europe. Facts and Figures, EUROSTAT, European Communities, France 2001, s. 126 oraz obliczenia własne.

Rysunek 6. Przeciętne ceny za energię elektryczną w sektorze gospodarstw domowych^{*)} w krajach EU i w Polsce w 2001 r. (€ /100kWh) według parytetu siły nabywczej



Źródło: Consumers in Europe. Facts and Figures, EUROSTAT, European Communities, France 2001, OECD in Figures. Statistics on the member countries. OECD 2002, oraz obliczenia własne.

*) Dla gospodarstwa domowego zużywającego 1200 kWh na rok, w mieszkaniu o przeciętnej powierzchni 70 m².

Zmiany wydatków na zakup energii elektrycznej

Do obliczeń przyjęto następujące założenia:

1. Konsumpcja energii elektrycznej w agregacji na rodzaje gospodarstw domowych zgodna z podanymi wcześniej danymi.
2. Średnia cena energii elektrycznej wynosi 0,37 zł/1 kWh.
3. Współczynnik elastyczności cenowej popytu na energię wynosi - 0,2 a elastyczności dochodowej 0,3 (patrz wcześniejsza dyskusja).
4. Założono, że pomoc publiczna czy też UE nie będzie udzielana producentom lub jej udział będzie pomijalnie mały (tzn. będzie mieścił się w granicach błędu obliczeń).

Dla tak dobranych założeń rezultaty obliczeń zestawiono w tabeli 5.

Zjawisko wzrostu wydatków na zakup energii we wszystkich grupach gospodarstw domowych jest bardzo niewielkie. Kwoty oscylujące wokół 1 zł/miesiąc na osobę nie są znaczące dla większości gospodarstw domowych, zwłaszcza w kontekście znacznie wyższych prognoz wzrostu cen energii w najbliższym okresie. Zgodnie z obliczeniami wzrost cen energii do roku 2002 wywołany wdrożeniem dyrektywy ma wynieść 5,55% w cenach stałych.

Zmiany obciążeń budżetów gospodarstw domowych wynikające z kosztów wdrożenia dyrektyw 88/609/EEC oraz 2001/80/EC

Niewielki poziom zmian w wydatkach gospodarstw domowych na zakup energii zbliża się do granicy błędu w szacunkach dochodów gospodarstw domowych, zwłaszcza w aspekcie prognoz długoterminowych. Wyniki te należy jednak uwzględnić przy syntetycznej analizie zmian wydatków w gospodarstwach domowych

wywołanych równoległym wdrażaniem wszystkich analizowanych dyrektyw.

Ze względu na wspomniany już fakt, że długoterminowe prognozy dochodów gospodarstw obciążone są dużym błędem, analiza zmian wydatków prowadzona w różnicowaniu na typy gospodarstw domowych traktowana być może z najwyższą ostrożnością. Wyniki obliczeń dla wybranych typów gospodarstw zestawiono w tabeli 6 (str. 55).

Interpretacja wyników

Rosnąca cena energii nie ma odzwierciedlenia w malejącym odsetku wydatków przeznaczanych na zakup prądu. Wyniki te należy jednak traktować z pełnym zrozumieniem kontekstu: obliczenia wykazują wyłącznie składową związaną z realizacją wymagań rozważanej dyrektywy UE. W praktyce na analizowany strumień kosztów nakłada się szereg innych składowych, które doprowadzą do znaczącej podwyżki cen prądu i znaczącego wzrostu odsetka budżetów domowych poświęconych na zakup energii elektrycznej.



Jadwiga Barbeka



Krzysztof Barbeka

Autorzy są pracownikami Akademii Ekonomicznej w Krakowie

Tabela 5. Zmiany cen i wydatków na zakup energii elektrycznej w poszczególnych grupach gospodarstw domowych dla 2015 r. (umowne spełnienie wymagań dyrektywy)

| | Rodzaje gospodarstw | | | |
|--|--|-------------|----------------------|----------|
| | Przeciętne | Pracowników | Emerytów i rencistów | Rolników |
| Zużycie en. el., kWh/msc w roku 2001 – Q | 52,21 | 48,77 | 65,17 | 36,82 |
| Przyrost ceny, zł/kWh – dp | 0,03172 (uwzględnia tylko drugą dyrektywę) | | | |
| Dotychczasowa cena, zł/kWh – P | 0,37 (cena uwzględnia 0,0344 z tytułu wdrożenia pierwszej dyrektywy) | | | |
| Elastyczność cenowa popytu Ep | - 0,2 | | | |
| Elastyczność dochodowa popytu Ed | 0,3 | | | |
| Przyrost dochodu rozp., zł/os/msc | 177,2 | 187,9 | 185,3 | 235,80 |
| Zmiana popytu, kWh/msc dq | 3,41 | 3,19 | 4,26 | 4,60 |
| Popyt finalny, kWh/msc Q+dq | 55,62 | 51,96 | 69,43 | 41,42 |
| Przyrost wydatków miesięcznie, zł | 3,03 | 2,83 | 3,78 | 3,02 |
| Skala wzrostu ceny | 8,57% | | | |

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 6. Zmiany wydatków na energię elektryczną w różnych typach gospodarstw domowych powodowane kosztami wdrożenia dyrektywy 88/609/EEC

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Przejęte gospodarstwo | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dochód rozporządzalny na osobę, zł | 644,48 | 650,9 | 659,5 | 668,2 | 677,0 | 685,9 | 694,9 | 704,1 | 713,4 | 722,8 | 741,5 | 760,8 | 780,6 | 800,9 | 821,7 |
| Bieżące wydatki, zł/msc/osobę | 19,32 | 19,50 | 19,60 | 19,84 | 19,97 | 20,21 | 20,34 | 20,79 | 20,93 | 21,02 | 21,20 | 21,46 | 21,78 | 22,06 | 22,34 |
| Przyrost wydatków miesięcznych, zł/os | 0,00 | 0,18 | 0,29 | 0,52 | 0,65 | 0,89 | 1,03 | 1,47 | 1,61 | 1,70 | 1,88 | 2,14 | 2,46 | 2,75 | 3,03 |
| Odsetek dochodów wydawany na prąd | 3,00% | 3,39% | 3,39% | 2,97% | 2,95% | 2,95% | 2,93% | 2,95% | 3,09% | 3,09% | 2,86% | 3% | 2,79% | 2,75% | 2,72% |
| G. pracowników | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dochód rozporządzalny na osobę, zł | 683,07 | 689,90 | 698,99 | 708,19 | 717,52 | 726,97 | 736,54 | 746,24 | 756,07 | 766,03 | 785,95 | 806,38 | 827,35 | 848,86 | 870,93 |
| Bieżące wydatki, zł/msc/osobę | 18,05 | 18,22 | 18,32 | 18,53 | 18,66 | 18,88 | 19,00 | 19,42 | 19,55 | 19,63 | 19,80 | 20,05 | 20,35 | 20,61 | 20,87 |
| Przyrost wydatków miesięcznych, zł/os | 0,00 | 0,17 | 0,27 | 0,49 | 0,61 | 0,83 | 0,96 | 1,37 | 1,51 | 1,59 | 1,76 | 2,00 | 2,30 | 2,57 | 2,83 |
| Odsetek dochodów wydawany na prąd | 2,64% | 2,64% | 2,62% | 2,62% | 2,60% | 2,60% | 2,58% | 2,60% | 2,59% | 2,56% | 2,52% | 2,49% | 2,46% | 2,43% | 2,40% |
| G. emerytów i rencistów | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dochód rozporządzalny na osobę, zł | 673,89 | 680,63 | 689,59 | 698,67 | 707,88 | 717,20 | 726,64 | 736,21 | 745,91 | 755,73 | 775,38 | 795,54 | 816,23 | 837,45 | 859,22 |
| Bieżące wydatki, zł/msc/osobę | 24,11 | 24,34 | 24,47 | 24,76 | 24,93 | 25,22 | 25,39 | 25,95 | 26,12 | 26,24 | 26,46 | 26,79 | 27,19 | 27,54 | 27,89 |
| Przyrost wydatków miesięcznych, zł/os | 0,00 | 0,23 | 0,36 | 0,65 | 0,82 | 1,11 | 1,28 | 1,84 | 2,01 | 2,12 | 2,35 | 2,68 | 3,08 | 3,43 | 3,78 |
| Odsetek dochodów wydawany na prąd | 3,58% | 3,58% | 3,55% | 3,54% | 3,52% | 3,52% | 3,49% | 3,52% | 3,50% | 3,47% | 3,41% | 3,37% | 3,33% | 3,29% | 3,25% |
| G. rolników | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dochód rozporządzalny na osobę, zł | 497,54 | 502,52 | 509,13 | 614,8 | 621,6 | 628,5 | 635,5 | 642,5 | 649,7 | 656,9 | 671,4 | 686,3 | 701,6 | 717,3 | 733,3 |
| Bieżące wydatki, zł/msc/osobę | 13,62 | 13,75 | 13,83 | 13,99 | 14,08 | 14,25 | 14,35 | 14,66 | 14,76 | 14,82 | 14,95 | 15,13 | 15,36 | 15,56 | 15,76 |
| Przyrost wydatków miesięcznych, zł/os | 0,00 | 0,13 | 0,20 | 0,37 | 0,46 | 0,63 | 0,72 | 1,04 | 1,14 | 1,20 | 1,33 | 1,51 | 1,74 | 1,94 | 2,13 |
| Odsetek dochodów wydawany na prąd | 2,74% | 2,74% | 2,72% | 2,41% | 2,40% | 2,40% | 2,39% | 2,42% | 2,40% | 2,39% | 2,36% | 2,33% | 2,31% | 2,29% | 2,27% |

Źródło: Obliczenia własne.

Literatura:

1. Berbeka J., Berbeka K., „Wpływ wdrożenia wymagań wybranych dyrektyw UE na wydatki gospodarstw domowych”, Raport końcowy, opracowanie dla Ministerstwa Środowiska, Warszawa 2000.
2. Berbeka K., „Analiza przepływów finansowych pod kątem realizacji zobowiązań negocjacyjnych w obszarze środowiska (do roku 2006)”, opracowanie przygotowane dla Urzędu Komitetu Integracji Europejskiej, Warszawa 2002.
3. Berbeka K., „Próba określenia ram finansowych dla Średniookresowych Strategii Sektorowych i Narodowego Planu Rozwoju”, The Regional Environmental Center w ramach projektu PHARE 4.2 Consultancy Services to Support the Ministry of Environment Protection, Natural Resources and Forestry in the Field of European Integration, Poland. Wrzesień 1999.
4. Bleijenberg A., Van Swigchem J., *Efficiency and Sufficiency. Towards Sustainable energy and transport.* Centre for Energy Conservation and Environmental Technology, Discussion Paper, Delft, March 1997.
5. *Budżety gospodarstw domowych 2001* (a także wcześniejsze roczniki), GUS, Warszawa 2002.
6. *Consumers in Europe. Facts and Figures*, EUROSTAT, European Communities, France 2001.
7. *Development of Implementation Strategies for Approximation in Environment.* DISAE Pol-101. Part I, II. Agriconsulting Europe, 1998.
8. „*Ekonometryczny model wzrostu gospodarczego*”, red. W. Welfe, Wydawnictwo UŁ, Łódź 2001.
9. Euromonitor www.euromonitor.com.
10. Gajda A., „*Możliwości spełnienia przez Polskę zobowiązań wobec II Protokołu Siarkowego dotyczących krajowej emisji i norm emisji siarki i azotu z sektora energetycznego*”, materiały na Seminarium nt. szacunku kosztów dostosowania Polski do wymagań UE, MOŚZNIŁ, 10.03.1999.
11. Hughes G., Bucknall J., Poland: *Complying with EU Environmental Legislation.* ECSSD, Working Paper No. 14. World Bank 1999.
12. Kulesza H., *Wydatki rodzin na mieszkanie*, Instytut Gospodarki Mieszkaniowej, Warszawa 1997.
13. Maloney M. T., Mc Cormick R. E., Sauer R., *Customer Choice, Consumer Value: An Analysis of Retail Competition in America's Electric Industry*, vol. II, Washington D.C., Citizens for a Sound Economy Foundation, 1996.
14. *Monitoring Gmin Miejskich. Lata 1999-2001*, Instytut Gospodarki Mieszkaniowej, Warszawa 1999, 2000, 2001.
15. „*Ocena technicznych, ekonomicznych i prawnych uwarunkowań wdrażania w Polsce Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych źródeł zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw.*” Raport podstawowy, Energoprojekt-Warszawa, Warszawa 2002.
16. *Ochrona środowiska. Lata 1991-2002*, GUS, Warszawa, 1991-2002.
17. *OECD in Figures. Statistics on the member countries.* OECD Observer 2002/Supplement 1
18. Poczta W., „*Ocena ekonomicznych skutków warunków integracji Polski z UE dla sektora rolnego*”, Raport dla UKiE, Warszawa 2002.
19. *Rocznik Statystyczny Województw 2001*, GUS, Warszawa 2001.
20. *Rocznik Statystyczny, lata 1990-2002*, GUS, Warszawa.
21. *Stan środowiska w Polsce*, Raport Państwowej Inspekcji Ochrony Środowiska, Warszawa 1998.
22. *Statystyka elektroenergetyki polskiej*, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2001.
23. Welfe W., Florczak W., „*Prognozy i scenariusze rozwoju gospodarczego Polski do 2010 r.*”, Optimum – Studia Ekonomiczne 2002, nr 3(15) oraz *Budżety Gospodarstw Domowych 2001*, GUS, Warszawa 2002.
24. Wróbel Rotter R., „*Prognozowanie popytu na energię elektryczną: ujęcie ekonometryczne*”, Wiadomości Statystyczne nr 2, 1999.
25. www.cire.pl
26. *Zróżnicowanie warunków życia ludności w Polsce w 2001 roku*, GUS, Warszawa 2002.
27. *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w mieście i na wsi w 1993 roku*, GUS, Warszawa 1995.

PROMOCJA KOGENERACJI I BIOPALIW W UNII EUROPEJSKIEJ

Katarzyna Janiszewska

Unia Europejska podejmuje intensywne działania mające na celu stworzenie ram prawnych umożliwiających realizację celów znajdujących się na pograniczu polityk z zakresu energetyki, ochrony środowiska i trwałego rozwoju. Po przyjęciu *Dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/77/EC w sprawie promocji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii*¹⁾ oraz *2002/91/EC w sprawie wydajności energetycznej budynków*²⁾, opublikowano w maju 2003 roku w *Official Journal of the European Communities (Dzienniku Ustaw Wspólnot Europejskich)* tekst dyrektywy promującej wykorzystanie biopaliw lub innych odnawialnych paliw w transporcie³⁾. Można też mówić o znaczącym postępie prac nad projektem dyrektywy w sprawie promocji kogeneracji opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii⁴⁾.

Powstaniu obu dokumentów przyświecają dążenia Unii Europejskiej wielokrotnie wyrażane w różnego rodzaju deklaracjach o charakterze politycznym. W jednej z ostatnich, opublikowanej w 2000 r. *Zielonej Księdze „W kierunku europejskiej strategii bezpieczeństwa dostaw energii”*⁵⁾ Komisja z dużym naciskiem podkreśliła rosnącą tendencję zużycia energii oraz zwiększający się import paliw, oznaczający pogłębiające się uzależnienie gospodarki Unii od dostaw energii z zewnątrz. Komisja wskazała, że import energii w ostatnich latach wynosi około 50% całkowitego zapotrzebowania na energię. W przypadku, gdy żadne działania zapobiegające nie zostaną podjęte, dostawy z zewnątrz wzrosną do poziomu 70% w latach 2020-2030. W dokumencie tym zaznaczono również, że

kroki mające na celu zmniejszenie ryzyka związanego z importem, zgodnie z zapisami Artykułów 2 i 6 Traktatu o ustanowieniu Unii Europejskiej⁶⁾, powinny uwzględniać kwestie ochrony środowiska oraz zasady trwałego rozwoju⁷⁾.

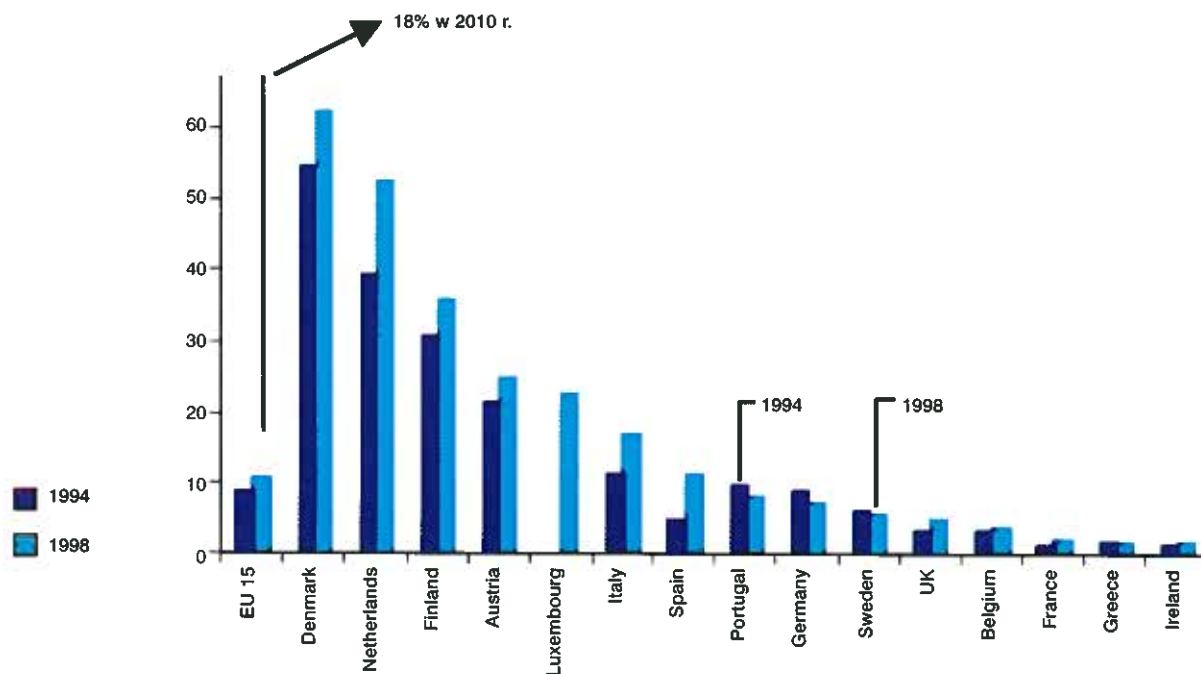
Innym istotnym powodem, dla którego podejmowane są kolejne inicjatywy ustawodawcze to zobowiązania Unii Europejskiej wynikające z podpisania Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (1997), ratyfikowanego przez UE w ubiegłym roku. Protokół obliguje kraje 15-ki do redukcji o 8% w stosunku do wielkości z roku 1990 emisji gazów powodujących efekt cieplarniany do 2012 r. Obecnie wielkość emisji gazów tzw. cieplarnianych krajów Unii Europejskiej znajduje się na poziomie ustabilizowanym, zbliżonym do wielkości bazowych, podlegając jedynie niewielkim fluktuacjom⁸⁾. Wyniki te wskazują, że pewien postęp został poczyniony, chcąc jednak osiągnąć ambitne zamierzenia, Unia Europejska musi podjąć konkretne działania.

Nie można więc dziwić się stopniowemu przesuwaniu ciężaru wagi w polityce energetycznej UE z podejścia podaźowego na racjonalne, nastawione na stabilizację zużycia energii. Charakteryzuje go zarządzanie zarówno zasobami, jak i stroną popytową, co oznacza między innymi położenie nacisku na zwiększenie efektywności energetycznej oraz zmianę struktury bilansu paliwowego, zapewniającego nie tylko

- 1) Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, OJ 283, 27/10/2001, p. 33-40.
- 2) Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings, OJ L 001, 04/01/2003, p. 65-71.
- 3) Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport, OJ L 123, p. 42-46 (tłumaczenie tytułu dyrektywy na język polski ma charakter roboczy).
- 4) Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market, COM (2002) 415 final – 2002/0185 (COD) (tłumaczenie tytułu dyrektywy na język polski ma charakter roboczy).
- 5) Green Paper „Towards an European strategy for the security of energy supply”, COM(2000) 769 final.

- 6) Consolidated versions of the Treaty on European Union and of the Treaty Establishing the European Community, OJ C 325, 24/12/2002, p. 1-184.
- 7) O pełnieniu przez odnawialne źródła energii ważnej roli w procesie integrowania środowiska z polityką energetyczną, w świetle celów trwałego i zrównoważonego rozwoju oraz integrowania polityki środowiskowej z innymi dziedzinami polityki Wspólnoty, Rada Europejska wezwała podczas posiedzenia w Cardiff w 1998 r., co zresztą zostało wzmocnione zapisami w Traktacie Amsterdamskim (Artykuł 6 Traktatu o ustanowieniu UE), które weszły w życie w 1999 r. W czerwcu 2001 r. Komisja przedstawiła Radzie Europejskiej w Göteborgu strategię UE w zakresie trwałego rozwoju, której priorytetami były: ograniczenie procesu zmiany klimatu i wzrost wykorzystania „czystej” energii, racjonalniejsze zarządzanie zasobami naturalnymi oraz poprawa systemu transportu. Rada przyjęła propozycję Komisji i uzupełniła strategię lizbońską o zagadnienia ochrony środowiska.
- 8) W 2001 r. wielkość emisji Państw Członkowskich zmalała ogółem o 2,3% w stosunku do roku 1990, natomiast w roku następnym 2002 tendencja ta odwróciła się, wyemitowano odpowiednio o 1% więcej gazów w stosunku do roku 2001 (materiały konferencyjne, 1st Brussels Climate Change Conference, 20 May 2003).

Rysunek 1. Udział energii elektrycznej brutto wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem



Źródło: *Energy and Environment in the European Union*, European Environment Agency, Copenhagen 2002.

bezpieczeństwo dostaw, ale również zwrócenie się ku „czystszy”, umożliwiającym ograniczenie emisji i oszczędne wykorzystywanie źródeł energii, technologii⁹⁾.

Kogeneracja

Kwestie produkcji energii elektrycznej i ciepła w układzie skojarzonym były poruszane na poziomie Wspólnotowym już w latach 70- i 80-tych. Pochodzące z tego okresu Rekomendacje Rady¹⁰⁾ wskazywały potrzebę identyfikacji i usunięcia przeszkód hamujących rozwój kogeneracji.

Ważnym etapem w kształtowaniu się polityki unijnej w zakresie kogeneracji było przedstawienie w 1997 r. przez Komisję Europejską *Strategii promocji wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem*¹¹⁾, w której stwierdzono, że podwojenie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w tej technologii na rynku wewnętrznym

z 9% (wielkość produkcji w 1994 r.) do 18% w 2010 r. jest realne.

Rozwój kogeneracji w poszczególnych państwach członkowskich jest zróżnicowany i zależy od warunków klimatycznych, struktury zagęszczenia ludności oraz oczywiście od realizowanych polityk i programów wspierających.

Interesujące są dane statystyczne dotyczące wielkości kogeneracji w krajach Unii w ostatnich latach. W okresie 1994-1998 udział energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem wzrósł z 9% do prawie 11%.

Największy przyrost miał miejsce w krajach, w których wprowadzono ambitne programy i cele ilościowe – w Finlandii, Danii, we Włoszech, Holandii i Hiszpanii. Jednakże postęp w innych krajach, pomimo zakładania ambitnych celów, takich jak Niemcy (20% do roku 2010) i Wielka Brytania (wzrost mocy zainstalowanej elektrociepłowni z 3 do 10 GW w latach 1994-2010), był mniejszy (zob. rysunek 1).

Dane dotyczące roku 2001 wskazują, że udział kogeneracji w Unii Europejskiej spada od 1998 roku – największe załamanie zaobserwowano w Niemczech, Holandii i Wielkiej Brytanii. Tendencja malejąca była spowodowana wystąpieniem wzajemnie wiążących się ze sobą czynników¹²⁾:

1) wzrostem (do roku 2001) cen gazu ziemnego, który jest preferowanym źródłem energii w nowych elektrociepłowniach; przypomnieć również należy, że

9) Według analizy przeprowadzonej na zlecenie Komisji elektrociepłownie w warunkach zużywania tej samej ilości paliwa powodują co najmniej dwa razy mniejsze szkody w środowisku w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej w elektrowniach konwencjonalnych (uzasadnienie Komisji do projektu dyrektywy – Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market, 2002/0185 (COD).

10) Council Recommendations 77/714/EEC, 88/611/EEC.

11) Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. A Community strategy to promote combined heat and power (CHP) and to dismantle barriers to its development, COM(97) 514 final.

12) *Energy and Environment in the European Union*, European Environment Agency 2002.

Dyrektywa 98/30/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 22 czerwca 1998 r. w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego¹³⁾ uprawnia państwa członkowskie do ograniczenia dostępu kogeneracji do wewnętrznego rynku gazu; bariera ta, dyskryminująca producentów energii elektrycznej pochodzącej z układów skojarzonych w stosunku do pozostałych producentów tej energii, zniesiona zostanie planowaną nowelizacją dyrektywy; za rozwiązaniem takim przemawia konieczność stworzenia równych warunków działania z punktu widzenia rynku wewnętrznego, dzięki którym wytwórcy energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem oraz pozostali wytwórcy będą mieli te same prawa w zakresie dostępu do rynku gazu UE; ważnym powodem jest również fakt, że gaz ziemny, do którego będzie zapewniony swobodny dostęp, umożliwi wysoką efektywność wykorzystania paliwa i tym samym przyczynia się do ochrony środowiska naturalnego i równowagi bilansu energetycznego Wspólnoty¹⁴⁾.

- 2) malejącymi cenami energii elektrycznej wynikającymi z liberalizacji i rosnącej konkurencji na rynku energii, które również wpłynęły niekorzystnie na konkurencyjność elektrociepłowni (zwłaszcza, że w cenie energii elektrycznej nie są uwzględnione koszty zewnętrzne),
- 3) niepewnością przekształceń rynków energii w miarę postępu liberalizujących je zmian, prowadzącą do koncentrowania uwagi na decyzjach krótkookresowych i nie sprzyjającą internalizacji kosztów zewnętrznych,
- 4) agresywną polityką cenową prowadzoną przez przedsiębiorstwa energetyczne chroniące własne rynki.

Znaczenie miały również utrudnienia administracyjne godzące zwłaszcza w kogenerację rozproszoną, takie jak zbyt niskie ceny za nadwyżkę energii elektrycznej przekazywanej do sieci przesyłowej, wysokie opłaty za przyłączenie do sieci, skomplikowane i wydłużone w czasie procedury.

W wyniku przeprowadzonych analiz wpływu liberalizacji na kogenerację pod względem ekonomicznej efektywności tych obiektów, stwierdzono, że nowe efektywne technologie wytwarzania skojarzonego, wykorzystujące gaz ziemny, powinny być w zasadzie konkurencyjne z nowymi elektrowniami tradycyjnymi. Do chwili jednak, kiedy ceny nie będą uwzględniać rzeczywistych kosztów wraz z kosztami zewnętrz-

ny, tylko duże elektrociepłownie będą konkurencyjne¹⁵⁾.

Z pewnością muszą być podjęte dalsze środki, by osiągnąć zakładany we Wspólnotowej *Strategii promocji wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem*, 18% cel w 2010 r. Pewne rozwiązania zostały już przyjęte – Dyrektywa elektroenergetyczna¹⁶⁾ daje państwom członkowskim prawo wymagania od operatora systemu przesyłowego udzielenia priorytetu jednostkom produkującym ciepło i energię elektryczną w układzie skojarzonym podczas rozdziału mocy wytwórczych. Ponadto projekt dyrektywy wprowadzającej opodatkowanie produktów energetycznych i energii elektrycznej¹⁷⁾ przewiduje możliwość zastosowania zwolnień częściowych lub całkowitych dla energii elektrycznej wytworzonej w układach skojarzonych z ciepłem.

Widząc jednak potrzebę zapewnienia kompleksowych ram wsparcia dla kogeneracji na poziomie unijnym, Komisja opracowała i przedstawiła w lipcu 2002 r. osobny projekt dyrektywy, poświęcony w całości promocji kogeneracji w Unii Europejskiej. W maju 2003 r. propozycja Komisji stała się przedmiotem obrad Parlamentu Europejskiego (pierwsze czytanie), a następnie uzyskała aprobatę Rady UE, oznaczającą polityczną zgodę na zawarte w niej rozwiązania. Celem projektowanej dyrektywy jest stworzenie jednolitych zasad ułatwiających powstawanie nowych i funkcjonowanie już istniejących obiektów. Analizując projekt Komisji, w szczególności warto zwrócić uwagę na następujące zawarte w nim kwestie:

- definicję kogeneracji – obecnie w poszczególnych państwach członkowskich kogeneracja jest definiowana niejednolicie, w zależności od celów którym służy (celom statystycznym, do realizacji programów wspomagających); wskazane było zatem utworzenie jednolitej definicji, która mogłaby być wykorzystywana do realizacji różnego rodzaju zadań w ramach Wspólnoty; Komisja przedstawiła dwuetapowy proces definiowania kogeneracji, który polegałby wpraw na wprowadzeniu przez dyrektywę jednolitej definicji energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrociepłownie (tj. energia elektryczna wytwarzana w procesie kogeneracji przez jednostki o sprawności,

13) Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas, OJ L 204, p. 1-12.

14) Uzasadnienie Komisji do projektu dyrektywy, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market, 2002/0185 (COD).

15) Uzasadnienie Komisji do projektu dyrektywy, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market, 2002/0185 (COD).

16) Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych przepisów wewnętrznego rynku elektroenergetycznego (Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity, OJ L 027 30/01/1997, p. 20-29).

17) Proposal for a Council Directive restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, 15354/02 AADD 1REV 1, December 2002.

- w zależności od technologii, nie niższej niż 75% lub 85%), a następnie na wprowadzeniu metodologii określania kogeneracji o wysokiej sprawności, czyli określaniu jakości kogeneracji rozumianej jako oszczędności energii pierwotnej uzyskiwanej dzięki produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, zgodnej z definicją pierwszego etapu; w projekcie przewidziano, że kogeneracja wysokiej sprawności powinna zapewniać oszczędności energii pierwotnej nie mniejsze niż 10% w porównaniu z rozdzieloną produkcją ciepła i energii elektrycznej w przypadku nowych obiektów, i nie mniejszą niż 5% w przypadku obiektów istniejących;
- kryteria sprawności – państwa członkowskie ustala wartości referencyjne sprawności rozdzielonej produkcji ciepła i energii elektrycznej, niezbędne do wyliczenia oszczędności wynikających z kogeneracji; Komisja dokona oceny krajowych wartości referencyjnych i rozważy zakres dalszej ich harmonizacji;
 - gwarancje pochodzenia energii elektrycznej – podobnie jak w przypadku odnawialnych źródeł energii¹⁸⁾, państwa członkowskie będą zobowiązane do wprowadzenia świadectw pochodzenia umożliwiających producentom wykazanie, że sprzedawana przez nich energia jest wytwarzana zgodnie z postanowieniami dyrektywy;
 - programy wspomagające – odwołując się do zasady subsydiarności Komisja pozostawiła państwom członkowskim prawo do przygotowania i wprowadzenia w życie odpowiednich dla potrzeb krajowych programów pomocy dla kogeneracji; udzielane wsparcie będzie musiało uwzględniać zapotrzebowanie na ciepło użytkowe, a Komisja dokona oceny stosowanych mechanizmów, m.in. pod kątem ograniczenia przez nie handlu na rynku wewnętrznym;
 - oceny krajowego potencjału w zakresie kogeneracji o wysokiej sprawności – Komisja proponuje zobowiązać państwa członkowskie do przeprowadzenia dobrze udokumentowanych analiz krajowych potencjałów kogeneracji według podanych w dyrektywie kryteriów (określenia rodzaju paliw, technologii kogeneracji, efektywności kosztowej i terminów realizacji); kraje Unii będą również zobowiązane przedstawić regularne raporty Komisji w tej sprawie oraz coroczne dane statystyczne;
 - zagwarantowanie obiektywnych, jawnych i nie dyskryminujących zasad i procedur przesyłu i dostępu do sieci;
 - procedury administracyjne – państwa członkowskie dokonają przeglądu i oceny procedur administracyjnych pod kątem likwidowania barier regulacyjnych i administracyjnych.

Tabela 1. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (na sprzedaż) przez elektrociepłownie

| Kraj | Energia elektryczna [GWh] | | | % średnia roczna zmiana 1980–2000 | Ciepło [TJ] | | | % średnia roczna zmiana 1980–2000 |
|-----------------|---------------------------|---------|---------|-----------------------------------|-------------|---------|---------|-----------------------------------|
| | 1980 | 1990 | 2000 | | 1980 | 1990 | 2000 | |
| Austria | 324 | 1 116 | 14 371 | 20,9 | 7 817 | 13 836 | 32 123 | 7,3 |
| Belgia | 6 275 | 7 320 | 4 226 | -2,0 | 17 128 | 9 399 | 21 202 | 1,1 |
| Dania | 26 724 | 23 257 | 29 298 | 0,5 | 30 806 | 54 350 | 97 277 | 5,9 |
| Finlandia | 11 927 | 16 884 | 25 510 | 3,9 | 33 980 | 61 560 | 94 591 | 5,3 |
| Francja | - | 560 | 949 | - | - | - | - | - |
| Niemcy | - | - | - | - | 360 488 | 444 104 | 315 290 | -0,7 |
| Grecja | 244 | 875 | 3 357 | 14,0 | - | - | 1 174 | - |
| Hiszpania | 184 | 4 445 | 27 191 | 28,4 | - | 265 | 2 586 | - |
| Holandia | 60 606 | 68 194 | 84 462 | 1,7 | - | 11 914 | 109 790 | - |
| Irlandia | 134 | 195 | 579 | 7,6 | - | - | - | - |
| Luksemburg | - | - | 234 | - | - | - | 1 127 | - |
| Portugalia | 1 223 | 1 599 | 4 873 | 7,2 | 892 | 1 188 | 5 626 | 9,6 |
| Włochy | - | 16 666 | 60 100 | - | - | - | - | - |
| Szwecja | 10 205 | 5 144 | 8 891 | -0,7 | 57 956 | 35 719 | 76 496 | 1,4 |
| Wielka Brytania | - | 25 | 23 308 | - | 5 037 | 530 | - | - |
| Polska | 118 592 | 132 998 | 141 032 | 0,9 | 523 180 | 424 119 | 196 780 | -4,8 |

Źródło: *Electricity Information 2002*, International Energy Agency Statistics.

18) Zob. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z 27 września 2001 r. w sprawie promocji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii (Directive 2001/77/EC of the European Parliament and the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal market).

W trakcie prac nad projektem pojawiały się zróżnicowane opinie na temat zawartych w nim rozwiązań. I tak organizacje reprezentujące sektor (Cogen Europe – występująca w imieniu wytwórców przemysłowych i Euroheat & Power – miejskich sieci ciepłowniczych) nie zgadzały się z kilkoma rozwiązaniami zaprezentowanymi przez Komisję. Ich opinie znalazły swe odzwierciedlenie w trakcie obrad Parlamentu Europejskiego, który w dużym stopniu poparł propozycje Komisji, niemniej wprowadził kilka poprawek¹⁹⁾. Parlamentarzyści europejscy zdecydowali się wykreślić zapisy dotyczące między innymi skoncentrowania bezpośredniej pomocy ze środków publicznych na elektrociepłowniach o mocy poniżej 50 MWe, przychyliając się w ten sposób do głosów wskazujących możliwość skutkowania tego rodzaju ograniczenia powstawaniem jednostek o mocy mniejszej niż optymalne w określonych warunkach. Wiele kontrowersji budziła definicja kogeneracji o wysokiej sprawności. Z jednej strony Euroheat & Power preferował wymóg 80% sprawności jednostek kogeneracji, oparty na wykorzystywanej w statystyce metodzie Protermo. Z drugiej strony środowisko wytwórców przemysłowych, Cogen Europe, popierało 75% próg sprawności, przyjęcie którego oznaczałoby zakwalifikowanie do kogeneracji o wysokiej sprawności dużej części instalacji przemysłowych.²⁰⁾ W takich okolicznościach Parlament Europejski zdecydował się na

przyjęcie rozwiązania kompromisowego i nałożył na Komisję obowiązek opublikowania zharmonizowanych wartości referencyjnych służących porównaniu kogeneracji z rozdzielnym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła. Parlamentarzyści zaproponowali również procedurę ustalenia jednolitej metody obliczenia, która wykorzystując wartości referencyjne na poziomie unijnym, ma służyć określeniu oszczędności energii.

Parlament wprowadził ponadto jeszcze jedną poprawkę – narzucił państwom członkowskim cel ilościowy, zdefiniowany jako 18% udział energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem. Nie znalazł się on w projekcie Komisji, mimo że był umieszczony we wcześniejszych dokumentach. Uwzględniając niewystarczający dotychczasowy postęp w rozwoju kogeneracji, Parlament podjął decyzję o przesunięciu terminu jego realizacji z 2010 na 2012 rok.

Zanim dyrektywa przyjmie ostateczny kształt i zostanie opublikowana w Dzienniku Ustaw Wspólnot Europejskich, prace nad projektem powinny być kontynuowane w najbliższym czasie, zgodnie z procedurą współdecydowania w UE.

Biopaliwa

Osiągnięciu celów z zakresu bezpieczeństwa dostaw służyć ma opublikowana właśnie dyrektywa promująca wykorzystanie biopaliw.

Tabela 2. Udział biopaliw w całkowitym zużyciu paliw w transporcie w krajach UE

| Kraj | Zużycie ogółem paliw w transporcie w 1998 r. [ktoe] | Produkcja biopaliw w 1998 r. [kT] | Produkcja biopaliw w 1999 r. [kT] |
|-----------------|---|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Austria | 5 923 | 16 | 30 ^{*)} |
| Belgia | 9 228 | – | – |
| Dania | 4 574 | – | – |
| Finlandia | 4 129 | – | – |
| Francja | 47 237 | 319 | 344 |
| Grecja | 7 085 | – | – |
| Hiszpania | 29 401 | – | 50 ^{*)} |
| Holandia | 13 079 | – | – |
| Irlandia | 3 200 | – | – |
| Luksemburg | 1 503 | – | – |
| Niemcy | 61 351 | 100 | 130 |
| Portugalia | 5 523 | – | – |
| Szwecja | 7 288 | – | 50 ^{*)} |
| Wielka Brytania | 47 791 | – | – |
| UE | 285 959 | 531 | 570 (700 ^{*)}) |

*) Produkcja w roku 2000.

Źródło: Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of biofuels for transport, COM(2001) 547(01).

19) Report on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market, 29 April 2003 final A5-0138/2003.

20) Europe Energy 625, May 20, 2003.

W *Zielonej Księdze* zaproponowano ambitny program promocji tego rodzaju paliw, którego celem jest 20% ich udział w ogólnym zużyciu paliw do roku 2020. W konsekwencji niektóre państwa członkowskie zdecydowały się wprowadzić instrumenty wspierające, głównie o charakterze podatkowym. Obecnie podobne rozwiązania planowane są na poziomie unijnym. Dążąc do wprowadzenia zmian całościowych, podobnie jak w przypadku kogeneracji, w projekcie dyrektywy wprowadzającej opodatkowanie produktów energetycznych i energii elektrycznej przewidziano możliwość zastosowania wyłączeń częściowych lub całkowitych także dla biopaliw.

Dotąd sytuacja na rynku biopaliw w krajach UE była bardzo zróżnicowana. Jedyne w przypadku kilku państw członkowskich można mówić o wkładzie w rozwój unijnego rynku tego rodzaju paliw. Najbardziej aktywne (jak wynika z danych zamieszczonych w tabeli 2) to Austria i Francja, które jako jedne z pierwszych na początku lat 90-tych wprowadziły programy wspierające oraz Niemcy, kraj zajmujący drugie miejsce spośród krajów 15-ki pod względem wielkości produkcji biodiesla.

Porównując ostatecznie przyjętą wersję dyrektywy ze złożonym przez Komisję w grudniu 2001 r. projektem,²¹⁾ łatwo dostrzec kilka istotnych zmian wprowadzonych w trakcie procedury ustawodawczej, które spowodowały, że dyrektywa pozwala na łagodny wzrost udziału biopaliw na rynku UE.

Po pierwsze, na wniosek Rady UE rozszerzono zakres przedmiotowy dyrektywy. Celem jej jest bowiem promocja nie tylko biopaliw, ale też „innych odnawialnych paliw”, wraz z uwzględnieniem kontroli jakości i wpływu na środowisko naturalne. Po drugie, nie wprowadzono obowiązkowego mieszania paliw z biopaliwami w określonym stosunku procentowym, pozostawiając decyzję państwom członkowskim. Dyrektywa zobowiązuje jednak do określenia docelowego udziału biopaliw w rynku paliw. Cele ilościowe będą opierały się na wskaźnikach stosowania biopaliw: w 2005 r. wskaźnik ten, zgodnie z zapisami dyrektywy, wyniesie 2% wszelkich paliw znajdujących się na rynku

państwa członkowskiego, a w 2010 r. – 5,75%. Wartość wskaźnika będzie obliczana na podstawie wartości energetycznej paliwa wprowadzonego na rynek transportu. Kraje, które ustanowią cele niższe niż wskazane, będą musiały uzasadnić swoją decyzję.

Państwa członkowskie muszą ogłosić po raz pierwszy do lipca 2004 r., a w 2006 r. po raz drugi, cele krajowe dotyczące udziału biopaliw. Określając je, będą brały pod uwagę między innymi potencjał wytwórczy oraz uwarunkowania techniczne i klimatyczne kraju. Komisja dokona przed końcem 2006 r. oceny realizacji zapisów dyrektywy i zadecyduje czy będą konieczne dalsze propozycje wprowadzenia zmian legislacyjnych.

Dyrektywa kładzie ponadto nacisk na dostęp do informacji dla kupujących i zobowiązuje, aby miejsca sprzedaży paliw z zawartością ponad 5% m.in. bioetanolu były specjalnie oznakowane.

Dążenia Unii Europejskiej z zakresu ochrony środowiska i trwałego wzrostu uzasadniają podjęte inicjatywy wsparcia na liberalizującym się rynku energii alternatywnych źródeł energii oraz technologii charakteryzujących się oszczędnym zużyciem paliw.

Wzrost zużycia biopaliw oraz zwiększenie produkcji energii elektrycznej i ciepła w układach skojarzonych ułatwi UE wywiązanie się z podjętych w Kioto zobowiązań o redukcji emisji gazów powodujących efekt cieplarniany. Unia Europejska ma również nadzieję, że zgodnie z zapisami *Zielonej Księgi*, biopaliwa pozwolą na dywersyfikację źródeł energii i częściowe uniezależnienie od importu paliw i tym samym ustrzeżenie gospodarki Wspólnoty przed skutkami możliwych wahań cen ropy naftowej na świecie.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

21) Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of biofuels for transport, COM(2001) 547 final.

ZASADY DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW ELEKTROENERGETYCZNYCH W UE

Jacek Biedrzycki

Zasady organizacji i działania rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej, w tym regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych obecnych na tym rynku, określa Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej¹⁾.

Celem dyrektywy jest stworzenie podstaw prawnych dla stopniowego tworzenia konkurencyjnego i nie dyskryminującego rynku elektroenergetycznego i tym samym urzeczywistnienie nieskrępowanego handlu energią, przynoszącego korzyści wszystkim odbiorcom²⁾.

Dyrektywa obowiązuje państwa członkowskie do wprowadzania określonych reguł normujących podstawy działalności podmiotów elektroenergetycznych oraz sfery regulacji rynku elektroenergetycznego. Pozostawia im jednak prawo wyboru metody i środków praktycznego wdrażania w życie zasad zawartych w dyrektywie. Na poziomie krajowym jest to na ogół ujęte aktem prawnym w randze ustawy.

Do zasad określających organizację i działanie sektora elektroenergetycznego, jak i determinujących regulację działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych należą:

• Zasada rozdzielania i przejrzystości

Zasadę tę wprowadzono po to, by ograniczyć zjawisko subsydiowania skrośnego bądź to pomiędzy grupami odbiorców, bądź pomiędzy różnymi działalnościami prowadzonymi przez przedsiębiorstwa energetyczne. Ścisłej rzecz biorąc chodzi o to, by odbiorcy finalni energii elektrycznej byli obciążani tylko realnymi kosztami wynikającymi z faktu zaopatrywania ich w energię bez przenoszenia na nich konieczności pokrywania kosztów powstałych w innych obszarach aktywności przedsiębiorstwa bądź spowodowanych przez odbiorców z innych grup taryfowych. Zasada ta służy także ułatwieniu kontroli finansów przedsiębiorstw energetycznych.

Jej realizacja nakłada na państwa członkowskie konieczność:

- wyznaczenia (bądź zobligowanie do wyznaczenia) przedsiębiorstw posiadających systemy przesyłowe i/lub dystrybucyjne) operatorów systemu

1) Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity, OJ L 27 z 30.01.97 r.

2) Patrz m.in. artykuł pt. *Dostęp do sieci przesyłowych (TPA) – Doświadczenia Unii Europejskiej* autorstwa Małgorzaty Kozak i Andrzeja Sanderskiego, Biuletyn URE nr 6, listopad 2002 r.

odpowiedzialnych za działanie, zapewnienie konserwacji, i o ile konieczne, rozwój systemu przesyłowego/dystrybucyjnego na danym obszarze i jego połączeń z innymi systemami w celu zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw,

- zapewnienia przez państwa członkowskie rozwijania i publikowania zasad technicznych ustalających normy i zasady eksploatacji systemów przesyłowych (tzw. Kodeksy Sieciowe),
- dokonania unbundlingu, tj. rozdzielania operatora systemu przesyłowego od działalności nie związanych z działalnością przesyłową tj. od wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej co najmniej poprzez unbundling funkcjonalny (rozdzielenie zarządcze),
- umożliwienia uprawnionym do tego organom państwa (w tym odpowiedzialnym za rozstrzyganie sporów) dostępności do sprawozdań finansowych przedsiębiorstw wytwórczych, przesyłowych i dystrybucyjnych,
- wymuszenia na zintegrowanych przedsiębiorstwach elektroenergetycznych rozdzielania księgowości i kont na poszczególne rodzaje działalności energetycznych oraz inne, poza energetyczne, rodzaje działalności (patrz tabela 1 na str. 64).

• Zasada dostępu do sieci i otwarcia rynku

Zasadę tą wprowadzono w celu stopniowego otwierania rynków energii elektrycznej umożliwiając tym samym odbiorcom finalnym zmianę dostawcy energii, co skutkowało zwiększeniem konkurencji, wzrostem efektywności przedsiębiorstw oraz redukcją cen.

Dostęp do sieci stron trzecich, tzw. TPA (uprawnionych odbiorców) może być realizowany przez państwa członkowskie w drodze wyboru pomiędzy trzema modelami: negocjowanym TPA, regulowanym TPA oraz dostępem do sieci za pośrednictwem procedury jedyne nabywcy.

Dyrektywa określa także minimalne progi otwarcia rynku, tzn. wielkości rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców uprawnionych na poziomie:

- 40 GWh rocznie w roku wejścia w życie dyrektywy (1998 r.),
- 20 GWh rocznie trzy lata po wejściu w życie dyrektywy (2001 r.),
- 9 GWh rocznie po sześciu latach (2004 r.).

Na państwach członkowskich ciąży także obowiązek publikowania, do 31 stycznia każdego roku, kryteriów określania odbiorców uprawnionych (patrz tabela 1 na str. 64).

Tabela 1. Harmonizacja przepisów krajowych z Dyrektywą 96/92 EC

| Kraj | Wytwarzanie | Dostęp do sieci | Zadeklarowane otwarcie rynku | Szacunkowa zmiana dostawców | | Wydziałenie | | Regulacja (taryfowania) typu: |
|-------------|---|-----------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|--------------------|-----------|-------------------------------|
| | | | | Przez dużych odb. przem. | Przez małe firmy i dom. | OSP | OSD | |
| Austria | Autoryzacja: kryteria różnią się pomiędzy Landami | Regulowany TPA | 100% | 20-30% | 5-10% | Prawne | Księgowe | Ex-ante |
| Belgia | Autoryzacja: oparta na kryteriach przyjętych po uzgodnieniu z regulatorem | Regulowany TPA | 52% | 2-5% | Nie uprawnieni | Prawne | Prawne | Ex-ante |
| Dania | Autoryzacja: procedura przetargowa dla parków wiatrowych stawianych na morzu | Regulowany TPA | 100% | > 50% ¹⁾ | Nie uprawnieni | Prawne | Prawne | Ex-post |
| Finlandia | Autoryzacja: oparta na określonych kryteriach poza energetycznych (np. ochrona środow. bądź wykorzystanie terenu) ustalonych przez prawodawstwo | Regulowany TPA | 100% | Nieznane | 5-10% | Właścicielskie | Zarządcze | Ex-post |
| Francja | Autoryzacja: procedura przetargowa stosowana jest gdy nowe moce nie spełniają celów programów inwestycyjnych | Regulowany TPA | 34% | 10-20% | Nie uprawnieni | Zarządcze | Księgowe | Ex-ante |
| Niemcy | Autoryzacja: oparta na określonych kryteriach poza energetycznych (np. ochrona środow.); kryteria są różne w różnych Landach | Negocjowany TPA | 100% | 20-30% | 5-10% | Prawne | Księgowe | Brak regulatora ²⁾ |
| Grecja | Autoryzacja: kryteria publikowane w Kodeksie Autoryzacji | Regulowany TPA | 34% | 0% | Nie uprawnieni | Prawne/zarząd. | Księgowe | Ex-ante |
| Irlandia | Autoryzacja: oparte na kryteriach ustalonych przez zamówienie rządowe | Regulowany TPA | 56% | 10-20% | Nie uprawnieni | Prawne/zarząd. | Zarządcze | Ex-ante |
| Włochy | Autoryzacja: potrzeba uzyskania autoryzacji lokalnych i ochrony środowiska | Regulowany TPA | 70% | > 50% | Nie uprawnieni | Właściciel./prawne | Prawne | Ex-ante |
| Luksemburg | Autoryzacja: przez Ministra | Regulowany TPA | 57% | 10-20% | Nie uprawnieni | Zarządcze | Księgowe | Ex-ante |
| Holandia | Specjalna autoryzacja nie jest potrzebna. Ogólne zasady związane z budową i zastosowaniem obiektu | Regulowany TPA | 63% | 20-30% | Nie uprawnieni | Właścicielskie | Zarządcze | Ex-ante |
| Portugalia | Procedura przetargowa | Regulowany TPA | 45% | 5-10% | Nie uprawnieni | Prawne | Księgowe | Ex-ante |
| Hiszpania | Autoryzacja | Regulowany TPA | 100% | 10-20% | Nie uprawnieni | Właścicielskie | Prawne | Ex-ante |
| Szwecja | Autoryzacja: oparta na określonych poza energetycznych kryteriach | Regulowany TPA | 100% | Nieznane | 10-20% | Właścicielskie | Prawne | Ex-post |
| W. Brytania | Autoryzacja | Regulowany TPA | 100% | > 50% | 30-50% | Właścicielskie | Prawne | Ex-ante |
| Polska | Autoryzacja: przez Prezesa URE | Regulowany TPA | 51% | 2-5% | Nie uprawnieni ^{*)} | Prawne | Księgowe | Ex-ante |

1) Jedynie w 2001 r.

Źródło: Opracowanie DIEISP URE na podstawie: ALLEN&OVERY, *Changes to European electricity and gas markets*, September 2001; Commission of the EU, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Brussels, April 2003; Dane własne URE.

*) Odbiorcy, którzy w 2003 r. zużyli ≥ 1 GWh stanę się odb. uprawn. 1 stycznia 2004 r., reszta po 1 stycznia 2006 r.

2) Na dzień dzisiejszy Niemcy, jako jedyny kraj UE, nie posiadają regulatora rynku energii. Jednak według najnowszych informacji ten stan rzeczy zmieni się niebawem. Obecnie w Niemczech trwa dyskusja w sprawie utworzenia organu odpowiedzialnego za regulację rynku energii. Planuje się, że urząd Regulatora rozpocznie działalność w lipcu 2004 r. Nie zdecydowano natomiast jeszcze o stopniu jego niezależności i możliwym usytuowaniu w systemie prawnym. Rozważane są następujące możliwości: po pierwsze, powołany Regulator będzie organem niezależnym, po drugie, dołączony zostanie do struktur urzędu antymonopolowego, po trzecie, kompetencje Urzędu Regulacji Telekomunikacji i Usług Pocztywych rozszerzone zostaną na obszar energetyki. Według ostatnich informacji wydaje się, że stosunkowo duże szanse na realizację ma projekt utworzenia Regulatora dla energetyki w drodze włączenia go do Urzędu Regulacji Telekomunikacji i Usług Pocztywych, który to miałby poszerzyć swe kompetencje na obszar sektora energetyki.

- **Zasada równego traktowania**

Zasadę tą wprowadzono celem wyrównania szans użytkowników systemu, nie pozostających w żadnym związku z przedsiębiorstwami sieciowymi, na osiągnięcie tak samo dobrych warunków korzystania z usług operatorów sieciowych, co firmy z nimi powiązane.

Operator systemu przesyłowego i dystrybucyjnego nie może dyskryminować użytkowników systemu bądź grup użytkowników systemu, szczególnie na korzyść przedsiębiorstw zależnych i udziałowców. Zasada ta realizowana jest w drodze rozstrzygnięcia sporów i procedury odwoławczej (patrz tabela 2 na str. 66).

- **Zasada wzajemności**

Główną przesłanką do wprowadzenia tej zasady była konieczność ukrócenia praktyk związanych z nadużyciem, przez przedsiębiorstwa pochodzące z państw niechętnych liberalizacji rynku energii elektrycznej, możliwości wynikających z szybkiego tempa otwierania rynków przez inne państwa członkowskie. Wykorzystując tą sytuację firmy z państw o niskim stopniu otwarcia rynku utrzymywały pozycję monopolistyczną w swoim kraju prowadząc jednocześnie intensywną ekspansję i rozwój w innych państwach. Przykładem takich zachowań jest polityka prowadzona przez Francję (EDF i GDF).

Dyrektywa Elektryczna dopuszcza odmowę dostępu do odbiorców z innych państw członkowskich, kiedy liberalizujący się kraj członkowski otworzy swój rynek w stopniu większym niż inne państwa członkowskie. Dla wprowadzenia zasady wzajemności muszą być spełnione dwa warunki:

- państwo członkowskie, które chce wykluczyć przedsiębiorstwo zlokalizowane w innym państwie członkowskim musi mieć wdrożony wyższy poziom otwarcia rynku (w ujęciu procentowym),
- odbiorca uprawniony, który chce kupować energię elektryczną od dostawcy z innego państwa członkowskiego nie mógłby być w myśl przepisów obowiązujących w kraju pochodzenia dostawcy uważany za odbiorcę uprawnionego.

Zasada ta ma charakter przejściowy i stosowana jest w zasadzie przez wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej.

- **Zasada rozstrzygnięcia sporów i kontroli decyzji w ramach apelacji**

Dbalność o zachowanie reguł uczciwej konkurencji jest głównym bodźcem, który przyczynił się do wprowadzenia ww. zasady.

Nakłada na państwa członkowskie konieczność wyznaczenia (powołania) kompetentnej władzy (organu), niezależnej od stron (sektora, odbiorców) w celu rozstrzygnięcia przez nią sporów odnoszących się do kontraktów i ich negocjacji. Władza ta (urząd) ma w szczególności rozstrzygać spory obejmujące: zasady i warunki umów (zawieranych pomiędzy stronami), negocjacje oraz odmowę dostępu do sieci i odmowę zakupu (patrz tabela 2 na str. 66).

- **Zasada kontroli przez państwo (lub organy przez nie wyznaczone) budowy nowych mocy wytwórczych**

Zasada ta daje państwom członkowskim możliwość sterowania rozwojem podsektora wytwarzania. Umożliwia im promowanie źródeł wytwórczych produkujących energię elektryczną w oparciu o źródła odnawialne. Umożliwia im także przyjęcie różnych warunków decydujących o udzieleniu pozwolenia na budowę. Mogą być to warunki związane np. bądź to z ochroną środowiska bądź lokalizacją nowego źródła, jego miejscem w systemie i tym, czy na danym terenie występuje zapotrzebowanie na energię elektryczną uzasadniające budowę nowej jednostki.

W tym przypadku państwa członkowskie wybrać mogą pomiędzy procedurą przetargową lub autoryzacyjną. Zasada ta daje państwom członkowskim możliwość promowania budowy nowych mocy opartych na OZE i produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem przez danie im możliwości zobligowania OSP by ten, podczas rozdziału mocy, udzielił im pierwszeństwa (patrz tabela 1 na str. 64).

- **Zasada kontroli przez państwo (rząd, parlament) prac regulatora**

Realizacja tej zasady służyć ma możliwości kontroli poczynić instytucji regulacyjnych, dając tym samym możliwość oceny, czy instytucje regulacyjne wypełniają nałożone na nich obowiązki w sposób dbały, należyty i z poszanowaniem prawa.

Ustawodawstwa krajowe państw członkowskich przewidują obowiązek składania sprawozdań z działalności regulatora właściwemu ministrowi, parlamentowi lub głowie państwa (patrz tabela 3 na str. 67).

- **Zasada ochrony odbiorców i obowiązku świadczenia usług publicznych**

Zasada ta służyć ma ochronie odbiorców z grup tzw. wrażliwych, jak również zapewnieniu ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

Dyrektywa nie reguluje sposobu, w jaki państwa członkowskie zabezpieczą najłabsze ekonomicznie grupy odbiorców. Zasadniczo jednak można wyróżnić następujące podejścia:

- specjalny system pomocy społecznej (Austria, Niemcy, Holandia, Luksemburg oraz w krajach skandynawskich), który swoim zakresem obejmuje również opłaty za energię elektryczną, tak więc brak jest w samych przepisach (lub taryfach) zasad odnoszących się do regulowania opłat za energię elektryczną przez najuboższych;
- nakładanie na przedsiębiorstwa energetyczne różnych obowiązków (związanych z ochroną najłabszych ekonomicznie grup odbiorców), do których zaliczyć można:
 - specjalne taryfy dla osób o niskich dochodach i niskim poborze energii elektrycznej (przeważnie dotyczy to osób starszych), które

Tabela 2. Kompetencje decyzyjne instytucji regulacyjnych w odniesieniu do rynku energii elektrycznej

| Kraj | Dostęp do sieci | | | Kto nakłada obowiązek unbundlingu / separacji | Taryfy | | Pofaczenia międzysystemowe | | Rynek hurtowy | | Kto określa warunki funkcjonowania rynku detalicznego? | Kto wydaje koncesje na rynek hurtowy w zakresie handlu detalicznym? |
|----------------|---|--|---|---|--|--|--|--|---|--|--|---|
| | Kto decyduje o dostępie i jego warunkach? | Kto rozstrzyga spory w sprawach dostępu? | Kto pełni funkcje organu odwoławczego w zakresie dostępu? | | Kto ustala taryfy na dostęp do sieci i przesyłowe? | Kto pełni funkcje organu odwoławczego w sprawach taryfowych? | Kto określa zasady dostępu do pot. międzysystemowych i stosowania taryf? | Kto pełni funkcje organu odwoławczego w sprawach połączeń międzysystemowych? | Kto określa warunki funkcjonowania rynku hurtowego? | Kto pełni funkcje organu odwoławczego na rynku hurtowym? | | |
| Austria | R | R | R | R | R | R | R | R | R | R | R | RIWL |
| Dania | R | R | ERO | R | ERO | M | R | ERO | ERO i KRO | R | RIK | M |
| Finlandia | RIOS ¹ | R | S ² | OS | RIS ² | M | OS | RIS ² | K ³ i S ² | OS* | OS ¹ | b |
| Francja | MIR | R | RII | R | I | I | R | I | I | I | R, MiI | M |
| Niemcy | PS | K | K | PS | K | K | PS | K | b.d. | FOR | M | b.d. |
| Włochy | R | R | S ⁴ | R | S | MIR | R | R | A | RIM | R | M |
| Luksemburg | RiM | RIS | S | R, M i OSP ^c | S | M | Brak połączeń ⁵ | MIPE | b.d. | b.d. | MIPE | b.d. |
| Holandia | RiM | R | I | R | R | M | RIM | I | b.d. | b.d. | b.d. | b.d. |
| Portugalia | R | RiM | RIS ⁶ | R | S | M | R | RIS | R | R | R | M |
| Hiszpania | M | R | M | M | S ⁷ | M | M | M | R | M | M | M |
| Szwecja | R | R | RiM | OS i R | R | R | RIM | M | mi | RIU | b | b |
| UK (GB) | RiU ^a | R ^b | R | OSP ^d | b | SS ⁸ | OSP | b | b.d. | RiU | RiU | R |
| UK (Irl. Pln.) | R | R | R | R | b | M | R | R | R | R | b.d. | M |
| Polska* | RIOS | R | S | R | S | M | R i OSP | b.d. | RIS | mi⁹ | MIR | R |

a Od września 2001 r. dostęp do sieci przesyłowej regulowany jest przez Connection and Use of System Code (CUSC). Każdy użytkownik systemu zaproponować może zmiany w CUSC, jednak to OFGEM musi zaaprobować każdą zmianę przed jej wdrożeniem.

b Standardowe warunki dostępu do sieci określa CUSC. W przypadku braku zgody pomiędzy OS a podmiotem starającym się o przyłączenie, warunki fizycznego przyłączenia mogą zostać określone przez OFGEM.

c OSP proponuje taryfy i warunki ich stosowania, regulator opiniuje je, a minister gospodarki zatwierdza je na podstawie opinii.

d OS opracowuje taryfy w oparciu o metodologię zatwierdzoną przez OFGEM.

e Rynek hurtowy jest rynkiem konkurencyjnym nadzorowanym przez postanowienia prawa antymonopolowego.

f Podobnie jak w przypadku rynku hurtowego.

g Rynkowy mechanizm funkcjonowania rynku hurtowego zniekształcony jest przez KDT zawarte przez PSE SA. Pewien wpływ na jego funkcjonowanie mają zarówno MGPIPS i URE w zakresie odpowiednio określenia i realizacji rozporządzenia MG w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej i produkowanej w skojarzeniu z ciepłem.

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

* – dane nie weryfikowane,

1 – Regulator prowadzi badanie typu ex-post,

2 – Supreme Administrative Court,

3 – tzn. Finnish Competition Authority i Competition Council,

4 – Regional Administrative Court,

5 – Luksemburg nie ma własnego znaczącego sektora wytwarzania en. el., który do chwili zebrania ww. danych nie miał połączeń międzysystemowych.

6 – Administrative Court,

7 – Court of Justice,

8 – Secretary of State.

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

Tabela 3. Przykłady realizacji zasady kontroli przez państwo prac regulatora

| Kraj | Organ nadzorujący pracę regulatora |
|-------------|--|
| Austria | Federalny Minister Gospodarki i Pracy ^{*)} |
| Dania | Minister właściwy ds. Energetyki |
| Finlandia | Minister właściwy ds. Energetyki |
| Francja | Członkowie komisji regulacyjnej mogą być odwołani przez Ministra właściwego ds. energetyki jedynie w wypadku rażącego naruszenia prawa |
| Niemcy | Brak regulatora |
| Włochy | Parlament i Rada Ministrów |
| Portugalia | Rada Ministrów |
| Hiszpania | Minister Przemysłu i Parlament |
| Szwecja | Minister właściwy ds. Energetyki |
| Norwegia | Minister właściwy ds. Energetyki |
| W. Brytania | Department of Trade and Industry (Minister Handlu i Przemysłu) |
| Polska | Minister Gospodarki |

Źródło: Opracowanie DIEiSP URE.

^{*)} W Austrii Minister nadzoruje pracę regulatora oraz ze względu na fakt, że regulator (Elektrizitäts-Control GmbH) jest tam spółką prawa handlowego ze 100% udziałem państwa, zarządza w jego imieniu akcjami w tej spółce.

zastosowano w Belgii, Francji, Grecji, Irlandii, Włoszech, Portugalii i Hiszpanii,

- ratalny system spłat należności dla odbiorców zalegających z opłatami za dostarczone media; obowiązek jego oferowania nałożono na przedsiębiorstwa energetyczne (energia elektryczna i gaz) w Belgii, Francji, Wielkiej Brytanii; ponadto w Hiszpanii istnieją specjalne procedury, które przedsiębiorstwo musi zastosować w przypadku zalegania z opłatami za energię elektryczną, określone również zostały dni, w których przedsiębiorstwo nie może wstrzymać dostaw energii elektrycznej,
- instalowanie przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych stosowane jest w Belgii i Wielkiej Brytanii (oraz przez niektóre polskie spółki dystrybucyjne), dodatkowo w Belgii pewna ilość energii dostarczana jest odbiorcom bezpłatnie;
- zobligowanie przedsiębiorstw energetycznych do przyłączenia odbiorców do sieci za rozsądną opłatą włączając w to tereny tzw. izolowane (system ten stosuje większość państw członkowskich).

W obszarze obowiązku świadczenia usług publicznych Dyrektywa 96/92/EC pozwala państwom członkowskim nałożyć na przedsiębiorstwa elektroenergetyczne obowiązek świadczenia usług tego typu, kierując się ogólnym interesem gospodarczym. Obowiązki te muszą zostać jasno zdefiniowane, przejrzyste, niedyskryminacyjne, weryfikowalne i publikowane. Obowiązki świadczenia usług publicznych nie muszą być określone bardzo szczegółowo, jednak muszą odnosić się do jednej z pięciu kategorii: bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny dostaw oraz ochrony środowiska. Państwa członkowskie mogą zobowiązać spółki

dystrybucyjne, w ramach obowiązku świadczenia usług publicznych, do dostaw dla klientów znajdujących się na ich obszarze (patrz tabela 4 na str. 68).

Sprawne wdrożenie ww. zasad znacząco przybliżyło Unię Europejską do stworzenia jednolitego, konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Jednak poziom ich wdrożenia (co ilustrują tabele) jest różny w poszczególnych państwach, co opóźnia osiągnięcie zamierzonych rezultatów. Różne stopnie otwarcia rynku redukują wielkość korzyści płynących dla odbiorców z uwolnienia rynku energii elektrycznej prowadząc do zwiększenia cen dla drobnych odbiorców, jak również zniekształcenia konkurencji poprzez dopuszczenie do subsydiowania skrótnego przy jednoczesnym przeobrażaniu się przedsiębiorstw energetycznych w dostawców o paneuropejskim charakterze.

Obecnie w końcowej fazie uzgadniania znajduje się nowelizacja Dyrektywy 96/92/EC³⁾.⁴⁾ Głównym celem nowelizacji jest chęć przyspieszenia procesów tworzenia w pełni funkcjonującego rynku wewnętrznego, tym samym przysporzenia korzyści wszystkim grupom odbiorców energii elektrycznej. Przyjęcie i wdrożenie w życie nowelizacji dyrektywy planowane jest jeszcze w tym roku⁵⁾. Nowelizacja nie wprowadza zasadniczych zmian, co do zasad regulujących organizację rynku oraz

3) Directive 2003/.../EC of the European Parliament and of the Council of concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.

4) Czytaj art. z 4.06.2003 pt. *Loyola de Palacio welcomes the spectacular steps in maritime safety and creation of a single market of energy*, zamieszczony na stronach internetowych Komisji Europejskiej (www.europa.eu.int/comm/index_en.htm).

5) *W środę 4 czerwca 2003 r. Parlament Europejski ostatecznie przyjął propozycję Komisji w sprawie pełnego otwarcia rynków energii*, Gazeta Wyborcza, 5 czerwca 2003 r. oraz jak w przypisie nr 4.

determinujących regulację działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Jest jednak bardziej uporządkowana, przejrzysta i co ważne wyraźnie nakazuje państwom członkowskim powołanie kompetentnych władz regulacyjnych. Wzmacnia ich pozycję oraz określa minimalny, wspólny dla wszystkich państw, poziom kompetencji.

Do najistotniejszych zmian, które zostały zawarte w projekcie nowelizacji zaliczyć można między innymi:

- wyraźne, w porównaniu do Dyrektywy 96/92/EC, nałożenie na państwa członkowskie obowiązku powołania instytucji regulacyjnych i wzmocnienie ich uprawnień, przejawiających się:
 - po pierwsze tym, że już pkt 15 preambuły wprowadza pojęcie *regulatory authorities* czyli władz regulacyjnych; zapis ten mówi, że narodowe władze regulacyjne są ważnym ogniwem gwarantującym nie dyskryminujący dostęp do sieci; mówi on także, że władze regulacyjne winny mieć wspólny minimalny zakres kompetencji we wszystkich krajach członkowskich; określa zarazem podstawowe uprawnienia tychże władz, takie jak: wyznaczanie bądź zatwierdzanie taryf lub, co najmniej, metodologii przyjętych do kalkulacji taryf za przesył i dystrybucję oraz obowiązek ich publikowania przed wejściem w życie,
 - po drugie, wzmocnieniem pozycji władz regulacyjnych poprzez imienne zaliczenie ich do grona kompetentnych władz uprawnionych

do wglądu w dokumenty księgowe przedsiębiorstw elektroenergetycznych,

- po trzecie wreszcie, zobowiązanie państw członkowskich do powołania jednej bądź więcej władz regulacyjnych; nowowprowadzone zapisy określają także jasno warunki działania takich władz (np. niezależność) oraz ich minimalne obowiązki, obejmujące między innymi: konieczność zapewnienia równouprawnienia, efektywnej konkurencji i efektywnego funkcjonowania rynku (przynajmniej poprzez monitorowanie rynku); zatwierdzanie lub wyznaczanie przynajmniej metodologii odnośnie warunków i zasad przyłączania do sieci, dostępu, taryf przesyłowych i dystrybucyjnych, warunków usług bilansowych oraz rozstrzygnięcie sporów;
- wprowadzenie kilku nowych zapisów, między innymi:
 - nałożenie na państwa członkowskie obowiązku zapewnienia monitoringu bezpieczeństwa dostaw z jednoczesnym wskazaniem, że mogą one delegować wymienione zadanie do realizacji władzom regulacyjnym (**nowe**),
 - nałożenie na OSD obowiązku unbundlingu (takiego jak w przyp. OSP) (**nowe**),
 - umożliwienie funkcjonowania zintegrowanych operatorów sieciowych (combined operators), pełniących jednocześnie funkcje OSP i OSD; ten zapis nowelizacji mówi, że skoro

Tabela 4. Świadczenie usług publicznych

| Kraj | Obowiązek świadczenia dostaw | | | Ochrona środowiska |
|-------------|------------------------------|---------------------------|------------------|--|
| | % przyłączonych do sieci | Dostawca ostatniej szansy | Jednolita taryfa | Główny mechanizm wspierania OZE |
| Austria | 99,5% | Z góry ustalony | N | Ustalone dofinansowanie poprzez taryfę |
| Belgia | 100% | Z góry ustalony | PK | System ilościowy (zielone certyfikaty) |
| Dania | 100% | Z góry ustalony | D | System ilościowy (zielone certyfikaty) |
| Finlandia | 100% | Wyznaczony ^{*)} | N | Subsydiowanie inwestycji |
| Francja | 100% | Z góry ustalony | T | System ilościowy (przetargi) |
| Niemcy | 100% | Z góry ustalony | N | Ustalone dofinansowanie poprzez taryfę |
| Grecja | 100% | Z góry ustalony | T | Ustalone dofinansowanie poprzez taryfę plus subsydia |
| Irlandia | 100% | Z góry ustalony | PK | System ilościowy (przetargi) |
| Włochy | 100% | Wyznaczony ^{*)} | PK | System ilościowy |
| Luksemburg | 100% | Z góry ustalony | PK | Ustalone dofinansowanie poprzez taryfę |
| Holandia | 100% | Z góry ustalony | D | System ilościowy (zielone certyfikaty) |
| Portugalia | 100% | Z góry ustalony | PK | Ustalone dofinansowanie poprzez taryfę |
| Hiszpania | 100% | Z góry ustalony | PK | Ustalone dofinansowanie poprzez taryfę |
| Szwecja | 100% | Wyznaczony ^{*)} | N | System ilościowy (zielone certyfikaty) |
| W. Brytania | 100% | Wyznaczony ^{*)} | D | System ilościowy (przetargi) |
| Polska | 99,7% | Nalożony ^{**)} | b.d. | System ilościowy (obowiązek zakupu) |

*) Przez regulatora.

***) Na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej przez ustawę – Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 ze zm.).

N – nie ma, PK – na poziomie krajowym (narodowym), D – na obszarze OSD, T – tak, istnieje.

Źródło: Opracowanie DIEiSP URE na podstawie: Commission of the EU, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Brussel, April 2003, danych własnych URE.

artykuły o unbundlingu wobec OSP i OSD nie zakazują jednoznacznie działania operatorów zintegrowanych, to dopuszczalne jest istnienie operatorów łączących funkcje operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych (nowe);

oraz

- zmiany polegające na doprecyzowaniu bądź rozszerzeniu niektórych zapisów zawartych w Dyrektywie 96/92/EC jak również zmianie warunków z obszaru otwarcia rynku; zapisy z tej grupy zmieniają:
 - terminy otwarcia rynku energii elektrycznej dla odbiorców uprawnionych, gdzie: od **1 lipca 2004 r.** odbiorcami uprawnionymi staną się wszyscy odbiorcy nie będący gospodarstwami domowymi, bez względu na wielkość zużycia, zaś od **1 lipca 2007 r.** odbiorcami uprawnionymi staną się wszyscy odbiorcy,
- jak również:
 - rozwijają i porządkują kryteria autoryzacji budowy nowych mocy wytwórczych dając dodatkowy wzgląd na budowę źródeł małych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnych,
 - zmieniają rolę procedury przetargowej na budowę nowych mocy, przedstawiając ją jako uzupełniającą procedury autoryzacji, stosowaną, gdy ta okaże się niewystarczającą; ponadto doprecyzowują one zasady nadzoru i monitoringu organizacji procedury przetargowej uściślając jednocześnie grupę podmiotów, które mogą zostać do tego upoważnione,
 - uszczegóławiają obowiązki OSP oraz OSD,
 - znacząco uszczegóławiają (w stosunku do Dyrektywy 96/92/EC) zasady unbundlingu OSP od działalności innych niż związane z przesyłaniem energii.

* * *

Wyniki analiz oceniających stopień wdrożenia w życie Dyrektywy 96/92/EC, w tym opisanych powyżej zasad regulacji⁶⁾, wspierają opinię, że pełne otwarcie rynku i zastosowanie odpowiednich instrumentów unbundlingu i regulacji jest niezbędne, by nominalne korzyści z liberalizacji stały się realne dla wszystkich grup odbiorców. Jasnym jest, że szczególnie mali odbiorcy nie będą w stanie korzystać z dobrodziejstw konkurencyjnych warunków, o ile otwarcie rynku nie będzie pełne i efektywne. Realizacji tego celu, jak również chęci poprawy konkurencyjności europejskiej gospodarki na międzynarodowych rynkach służyć miało uchwalenie

Dyrektywy 96/92/EC. Natomiast jej nowelizacja ma na celu przyspieszenie realizacji procesów związanych z tworzeniem jednolitego, konkurencyjnego europejskiego rynku energii elektrycznej. Stwierdzić można także, że postanowienia zawarte w Dyrektywie 96/92/EC i jej uchwalanej właśnie nowelizacji, wpisują się w główny cel ustanowiony w 2000 r. przez Radę Europejską podczas obrad w Lizbonie, którym jest doprowadzenie do tego, by Unia Europejska w ciągu dziesięciu lat stała się najbardziej dynamiczną, konkurencyjną jak również opartą na wiedzy gospodarką o wysokim stopniu zatrudnienia i wzmocnioną spójnością ekonomiczną i społeczną⁷⁾.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

Literatura:

1. Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej.
2. Projekt Dyrektywy 2003/.../EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 29 stycznia 2003 r. dotyczący wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylający Dyrektywę 96/92/EC.
3. *Changes to European electricity and gas markets*, ALLEN & OVERY, September 2001.
4. *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission of the EU, Brussels, April 2003.
5. *Electricity liberalisation indicators in Europe*, Commission of the EU, DG TREN, 2001.
6. *Germany to have new regulator in 2004*, Europe Energy, Europe Information Service – No 622, April 8, 2003.
7. *Regulacja w energetyce. Doświadczenia państw Unii Europejskiej i Polski*, Wydawnictwo WSPiZ im. Leona Koźmińskiego, Warszawa 2002.

6) Przedstawione np. w *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market* przygotowanym przez Komisję Europejską w kwietniu 2003 r.

7) Patrz na www.europa.eu.int/comm/lisbon_strategy/index_en.html.

PROJEKT DYREKTYWY O OPODATKOWANIU ENERGII I PRODUKTÓW ENERGETYCZNYCH

Małgorzata Kozak, Andrzej Sanderski

Cena energii elektrycznej determinuje w dużym stopniu konkurencyjność poszczególnych dóbr i usług. Zróźnicowanie stawek podatkowych na energię elektryczną oraz produkty energetyczne utrudniało funkcjonowanie wewnętrznego rynku. Na spotkaniu w Barcelonie, które odbyło się 15-16 marca 2002 r., Rada Europejska zwróciła uwagę na konieczność równoległego prowadzenia rozmów dotyczących porozumienia w sprawie zmiany dyrektywy w sprawie zasad funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz nowej dyrektywy o opodatkowaniu energii, pamiętając o potrzebach osób zajmujących się transportem drogowym.

Na spotkaniu Rady Unii Europejskiej obradującej w Brukseli 20 marca br. w składzie ministrów odpowiedzialnych za gospodarkę i finanse uzgodniono wstępnie minimalne stawki podatkowe na energię elektryczną, gaz, węgiel oraz benzynę, oleje silnikowe i opałowe.

Zatwierdzenie tych propozycji podlega jeszcze opinii Parlamentu Europejskiego.

Celem dyrektywy, która ma zacząć obowiązywać od 1 stycznia 2004 r. jest przede wszystkim:

- zapewnienie równych warunków konkurencji między rynkami poszczególnych krajów członkowskich poprzez ujednoczenie stawek podatkowych,
- wyrównanie poziomu konkurencji na rynku produktów energetycznych (do tej pory jedynie oleje mineralne podlegają wspólnotowej polityce podatkowej),
- stworzenie warunków do efektywniejszego wykorzystania energii zmniejszając uzależnienie od energii importowanej i emisję dwutlenku węgla,
- umożliwienie stosowania zachęt podatkowych pozwalających przedsiębiorstwom zredukować poziom emisji szkodliwych substancji.

Dyrektywa zawiera szereg derogacji i okresów przejściowych, jednak pomimo tego Komisja Europejska stoi na stanowisku, że dyrektywa stanowi znaczący postęp w określeniu realistycznych stawek minimalnych i szerszego zakresu ich stosowania.

Postanowienia dyrektywy

Dyrektywa poszerza zakres obowiązywania wspólnotowych minimalnych stawek podatkowych na wszystkie produkty energetyczne, w szczególności gaz, węgiel i energię elektryczną oraz indeksuje stawki na oleje mineralne, które nie były zmieniane od 1992 r.

Produkty te będą podlegać opodatkowaniu jedynie jako oleje silnikowe lub oleje opałowe, ale nie wtedy, gdy wykorzystywane są jako surowce w procesach chemicznych. Przewidziane są szczególne przepisy dotyczące opodatkowania oleju napędowego w przypadku stosowania go w działalności transportowej na rynkach międzynarodowych, aby eliminować wypaczenia konkurencji, z jakimi borykają się przedsiębiorstwa transportowe. Kraje członkowskie mogą stosować różne rozwiązania wobec oleju silnikowego wykorzystywanego w działalności gospodarczej, jak również mogą różnicować stawki podatku na produkty energetyczne wykorzystywane w przemyśle oraz przez odbiorców indywidualnych.

Dyrektywa dopuszcza inne ulgi i zwolnienia, jeśli nie wpłynę to niekorzystnie na funkcjonowanie wewnętrznego rynku i nie będzie prowadziło do wypaczenia konkurencji. Dodatkowo państwa członkowskie mogą stosować w okresie przejściowym niższe stawki podatkowe lub zwolnienia podlegające okresowym przeglądom.

Dopuszczalne jest również stosowanie zróżnicowanych stawek podatkowych na te same produkty pod warunkiem, że są one wyższe niż stawki minimalne i że zachowane są warunki konkurencji i funkcjonowania rynku wewnętrznego. Takie podejście ma sprzyjać promowaniu produktów przyjaznych środowisku naturalnemu.

Państwa członkowskie są zobowiązane do zwolnienia od opodatkowania produktów energetycznych wykorzystywanych w transporcie lotniczym oraz morskim na wodach Wspólnoty. Możliwe jest również zwolnienie lub zmniejszenie wysokości stawek podatku dla energii produkowanej w źródłach odnawialnych, biopaliw, produktów wykorzystywanych w transporcie kolejowym osób i towarów i żegludze śródlądowej.

Dyrektywa uwzględnia potrzebę zachowania konkurencyjności gospodarek Wspólnoty względem krajów trzecich i pozwala na zmniejszenie obciążeń podatkowych firm działających w najbardziej energochłonnych obszarach gospodarki, które poczyniły największe nakłady na ograniczenie zużycia energii. Przedsiębiorstwa takie będą mogły uzyskać nawet całkowite zwolnienie podatkowe, a firmy działające w obszarach nie uznawanych za szczególnie energochłonne będą mogły uzyskać do 50% zwolnienia podatkowego.

Tabela 1. Minimalne stawki podatku akcyzowego na produkty energetyczne obowiązujące obecnie i proponowane w przyszłości

| Paliwa silnikowe | Obecna stawka minimalna | Stawka minimalna od 1.01.2004 r. | Stawka minimalna od 1.01.2010 r. |
|-----------------------------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Benzyny (EURO/1000 l) | 337 | 421 | 421 |
| Benzyna bezołowiowa (EURO/1000 l) | 287 | 359 | 359 |
| Olej napędowy (EURO/1000 l) | 245 | 302 | 330 |
| Nafta (EURO/1000 l) | 245 | 302 | 330 |
| LPG (EURO/t) | 100 | 125 | 125 |
| Gaz ziemny | 100 (EURO/t) | 2,6 (EURO/GJ) | 2,6 (EURO/GJ) |

| Paliwa do użytku przemysłowego lub komercyjnego | Obecna stawka minimalna | Stawka minimalna od 1.01.2004 r. |
|---|-------------------------|----------------------------------|
| Olej napędowy (EURO/1000 l) | 18 | 21 |
| Nafta (EURO/1000 l) | 18 | 21 |
| LPG (EURO/t) | 36 | 41 |
| Gaz ziemny | 36 (EURO/t) | 0,3 (EURO/GJ) |

| Paliwa do celów grzewczych i energia elektryczna | Obecna stawka minimalna | Stawka minimalna od 1.01. 2004 r. (przemysł) | Stawka minimalna od 1.01.2004 r. (odbiorcy indywidualni) |
|--|-------------------------|--|--|
| Olej napędowy (EURO/1000 l) | 18 | 21,00 | 21,0 |
| Ciężki olej napędowy (EURO/t) | 13 | 15,00 | 15,0 |
| Nafta (EURO/1000l) | 0 | 0,00 | 0,0 |
| LPG (EURO/t) | 0 | 0,00 | 0,0 |
| Gaz ziemny (EURO/GJ) | N/A ^{*)} | 0,15 | 0,3 |
| Węgiel i koks (EURO/GJ) | N/A | 0,15 | 0,3 |
| Energia elektryczna (EURO/MWh) | N/A | 0,50 | 1,0 |

^{*)} N/A – nie stosowane

W odniesieniu do benzyny bezołowiowej i oleju napędowego propozycje zmierzają do nieznacznej podwyżki cen detalicznych w niektórych krajach tak, aby poprzez nową strukturę cenową zapewnić sprawne funkcjonowanie wewnętrznego rynku i korzyści, których beneficjentami będą środowisko naturalne i sektor transportu międzynarodowego.

Powyższa tabela prezentuje proponowane przez dyrektywę stawki.

Dyrektywa zawiera szereg okresów przejściowych, wyłączeń i derogacji. Państwa członkowskie mogą stosować derogacje do 31 grudnia 2006 r. Szczegółowe informacje dotyczące okresów przejściowych znajdują się na stronie internetowej www.europa.eu.int.



Małgorzata Kozak



Andrzej Sanderski

Autorzy są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

ELEKTRONICZNY KANTOR ENERGII

– obserwacje i doświadczenia z pierwszych miesięcy

Jarek Astramowicz

Niniejszy artykuł jest drugim w serii artykułów o **Elektronicznym Kantorze Energii**, z których pierwszy ukazał się w biuletynie URE 2/2003.

Dla przypomnienia – Elektroniczny Kantor Energii jest to system opracowany przez firmę JAC EnTra i od strony oprogramowania wykonany przez firmę Transition Technologies, umożliwiający dokonywanie transakcji zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w poszczególnych godzinach danej doby handlowej w dniu poprzedzającym dzień dostaw, lub na dwa dni przed dniem dostaw.

Kantor Energii, podczas trwania sesji handlowych, w sposób ciągły pokazuje ofertę cenową kupna i sprzedaży energii dla wszystkich 24-ech godzin „dnia następnego”. Ceny te zmieniają się w sposób ciągły zależnie od sytuacji na rynku – co w praktyce oznacza zmianę ceny średnio co kilkadziesiąt sekund. Zawarcie transakcji następuje poprzez „kliknięcie” w cenę kupna lub sprzedaży. Potwierdzenie zawarcia transakcji jest udostępniane Uczestnikowi natychmiast po fakcie jej dokonania, a po zakończeniu sesji handlowej każdy Uczestnik otrzymuje drogą elektroniczną oraz faxem listę wszystkich zawartych przez niego transakcji na daną dobę handlową. Faktem ważnym podkreślenia i tym, co wyróżnia Kantor Energii na tle innych dostępnych na rynku elektronicznych platform obrotu energią, jest to, że stroną wszystkich transakcji zawartych poprzez Kantor Energii jest JAC EnTra, czyli Kantor Energii nie pełni roli pośrednika kojarzącego stroną kupującą i sprzedającą. Ceny pokazywane w danym momencie w systemie Kantoru Energii są cenami, po jakich JAC EnTra jest gotowa kupić lub sprzedać określoną ilość energii na daną godzinę doby handlowej, co **gwarantuje** Uczestnikowi zawarcie transakcji pod warunkiem, że limit handlowy nie zostałby w tym momencie przekroczony.

Kantor Energii nie ma na celu i nie zastępuje żadnego z istniejących już na rynku narzędzi do handlu energią, lecz je wszystkie uzupełnia. Filozofię tę odzwierciedla również sposób prezentacji cen Kantoru Energii na ekranach komputerów u jego Uczestników. Pojawiają się one na ekranie komputera każdego Uczestnika w formie wąskiego paska w górnej części ekranu w taki sposób, aby nie zasłaniać innych aplikacji wyświetlanych w tym samym czasie na ekranie. Równocześnie z obserwacją cen i zawieraniem transakcji, każdy Uczestnik może na tym samym ekranie wyświetlać np. strony giełdy, platform handlowych lub też arkusze kalkulacyjne z analizami pokrycia zapotrzebowania.

Pierwsza sesja handlowa Kantoru Energii miała miejsce w dniu 29.01.2003 r. i zawarto podczas niej 15 transakcji. Od tego czasu obserwuje się systematyczny wzrost liczby Uczestników oraz ilości zawieranych transakcji. W obecnej chwili aktywnymi Uczestnikami Kantoru Energii są około dwie trzecie spółek dystrybucyjnych oraz jeden wytwórca. Podstawowym założeniem wstępnym Kantoru było to, że system ten będzie używany głównie do bilansowania niewielkich odchyłeń pozycji prognozowanej od kontraktowej. To także jest powodem, dla którego wśród Uczestników przeważającą obecnie grupą są spółki dystrybucyjne. To one właśnie mogą najwięcej zyskać na takiej formie obrotu energią. W miarę zwiększania się wolumenu transakcji zawieranych poprzez Kantor Energii, można się spodziewać, że ta struktura aktywnych użytkowników Kantoru zacznie się trochę zmieniać na korzyść wytwórców.

Aktualnie sesje handlowe odbywają się każdego dnia pomiędzy godziną 7.15 i 9.00 oraz w dni robocze pomiędzy godzinami 12.00 i 13.00. Podczas sesji porannej handluje się energią z dostawą na dzień następny, natomiast podczas sesji popołudniowej transakcje są zawierane na energię dostarczaną za dwa dni.

Analiza kilkumiesięcznych obserwacji i doświadczeń nabytych w trakcie prowadzenia handlu poprzez Kantor Energii już pozwala na wysunięcie kilku interesujących wniosków.

Po pierwsze, można zauważyć kilka typowych sposobów korzystania przez Uczestników z Kantoru Energii. Z jednej strony są te spółki dystrybucyjne, które zgodnie z pierwotnym założeniem Kantoru Energii używają go wyłącznie w celu domykania niewielkich niezbilansowanych pozycji. Uczestnicy ci charakteryzują się tym, że są aktywni tylko 2 lub 3 razy w tygodniu, gdy sprzedają lub kupują stosunkowo niewielkie ilości energii w kilku, najczęściej przypadkowych, godzinach doby. Ponadto transakcje są zawierane przez tych Uczestników w pierwszych kilku lub kilkunastu minutach trwania sesji handlowej. Oznacza to, że ta grupa Uczestników nie stara się zawrzeć transakcji po jak najkorzystniejszej cenie, natomiast stara się jak najszybciej zbilansować swoją pozycję po cenach, które w danym momencie obowiązują w Kantorze.

Z drugiej strony tego spektrum znajdują się Uczestnicy, którzy używają Kantoru Energii praktycznie codziennie do celów optymalizacji ich portfela zakupów. Uczestnicy ci pilnie obserwują ceny dostępne w Kantorze Energii, i zawierają transakcje w momencie, gdy ceny stają się z ich punktu widzenia atrakcyjne. Zacho-

wania takie są szczególnie widoczne podczas sesji popołudniowych, które mają miejsce na dwa dni przed dniem dostaw i gdzie dystrybutorzy mają często dużą niezbilansowaną pozycję oraz duży wybór narzędzi likwidacji takich pozycji. Co więcej, zachowania tych Uczestników zdają się niekiedy sugerować, że używają oni energii zakupionej lub sprzedanej w Kantorze Energii do wygenerowania zysku poprzez zawarcie transakcji przeciwnej na Gieldzie Energii lub na innej platformie obrotu.

Istnienie zjawiska tego typu aktywnego handlu, z jakim tutaj mamy do czynienia, czyli nastawionego na uzyskanie jak największego zysku, jest elementem prawidłowego funkcjonowania rynku energetycznego i świadczy o właściwym kierunku rozwoju tego rynku. Następnym krokiem w takim rozwoju jest pojawienie się „spekulantów”, czyli jednostek, które starają się osiągać zysk poprzez wykorzystywanie zmian poziomów cen rynkowych. W języku polskim słowo spekulant, ma, głównie z uwagi na aspekty historyczne, konotację raczej negatywną. Jednak przedsiębiorstwa, które taką działalność prowadzą, pełnią na rynkach towarowych bardzo pożyteczną funkcję, ponieważ przyczyniają się do zwiększenia płynności tych rynków oraz biorą na siebie ryzyko finansowe związane z możliwością zmian cen, którego to ryzyka inni Uczestnicy rynku chcą się pozbyć.

W Kantorze Energii można zaobserwować zachowania świadczące o tym, że niektórzy Uczestnicy są już na tyle zaawansowani, że dla nich działania „spekulacyjne” to rzecz powszednia. Tacy Uczestnicy regularnie też zarabiają na transakcjach zawieranych tylko i wyłącznie z Kantorem Energii, i to często podczas tej samej sesji! Dzieje się tak wtedy, gdy potrafią oni wcześniej zidentyfikować te produkty, czyli godziny, które nie są prawidłowo w danej chwili wycenione i gdy potrafią trafnie przewidzieć przyszłe zachowanie rynku. Na przykład, kupując jedną godzinę za 125 PLN/MWh na początku sesji, i obserwując systematyczny wzrost ceny tej godziny w wyniku dużego na nią popytu, można następnie tę godzinę odsprzedać Kantorowi Energii po cenie, na przykład, 135 PLN/MWh.

Faktem, który sprawia, że takie sytuacje są możliwe jest w pierwszej kolejności to, że ceny ofertowe dostępne w Kantorze Energii są obliczane poprzez algorytm matematyczny, który je nieustannie modyfikuje w zależności od obserwowanego, aktualnego poziomu popytu i podaży oraz od ilości zawartych transakcji.

Wszystkie zmiany cen, jakie można obserwować w trakcie sesji są dokonywane automatycznie przez program na podstawie zadanych mu parametrów.

Ponieważ algorytm zmian cen działa oddzielnie dla 48 produktów (24 godziny doby dla sprzedaży oraz 24 godziny dla zakupu) i dokonuje zmian poszczególnych cen co kilkadziesiąt sekund, niemożliwym jest, by był on w jakikolwiek sposób sterowany przez człowieka w trakcie trwania sesji.

Z uwagi na to, że program powinien reagować na wiele bodźców z rynku w jednej chwili, musi się odbywać w pełni automatycznie. Jest oczywiście w tym ryzyko, że przewidywania cen i zachowań Uczestników, na podstawie których ustala się parametry wyjściowe, nie sprawdzą się. Dlatego bardzo ważnym elementem szeroko pojętej „obsługi” systemu handlu w Kantorze jest prognozowanie cen rynkowych, zarówno na Gieldzie Energii, rynku bilansującym jak i cen rynku OTC. Ważne jest również przewidywanie zachowań i oczekiwań Uczestników, na przykład inaczej układa się wolumen w dni robocze, a inaczej w dni wolne, kiedy większość Uczestników jest przekontraktowana i chce sprzedać nadwyżki energii.

Jak już wyżej wspomniano, obecnie sesje handlowe odbywają się dwa razy dziennie. W zależności od tego, czy obserwujemy sesję poranną czy popołudniową, zachowania Uczestników są różne. Wynika to oczywiście głównie ze specyfiki samego rynku energii. Na przykład sesja poranna charakteryzuje się tym, że Uczestnicy starają się dokupywać lub odsprzedać stosunkowo niewielkie ilości energii w celu osiągnięcia zbilansowania. Sesji tej można ponadto przydzielić dwa okresy wzmożonej aktywności; Pierwszy taki okres rozpoczyna się zaraz po otwarciu sesji, gdy Uczestnicy mając najnowsze prognozy zapotrzebowania na dzień następną starają się domykać pozycje. Jednak w trakcie tego okresu, Uczestnicy są bardzo kapryśni jeśli chodzi o ceny po jakich są gotowi zawierać transakcje. Jest to o tyle zrozumiałe, że w tym momencie istnieje jeszcze wiele alternatywnych źródeł nabycia lub odsprzedań energii, jak na przykład Gielda Energii, oraz że jest jeszcze stosunkowo dużo czasu, aby te transakcje zawrzeć. Drugi okres wzmożonej aktywności zaczyna się w momencie ogłoszenia wyników Gieldy Energii. Wtedy ci Uczestnicy, którzy z różnych powodów nie są jeszcze do końca zbilansowani, starają się to czynić poprzez zawieranie transakcji, m.in. w Kantorze Energii. W tym momencie, Uczestnicy często zawierają transakcje po cenach o wiele mniej korzystnych niż gdyby uczynili to kilka minut wcześniej. Dzieje się tak, ponieważ pojawienie się w tym czasie wzmożonej podaży lub popytu mogło już radykalnie zmienić poziom cen.

Interesującym oraz w pewnym sensie dramatycznym wnioskiem, jaki można wysnuć na podstawie analizy zachowań niektórych Uczestników podczas końcowego okresu trwania sesji porannej, jest to, że handlowcy reprezentujący tych Uczestników zdają się mieć odgórnie narzucone limity cenowe, które nie pozwalają im na zawieranie niektórych transakcji. Oznacza to, że handlowiec starający się bilansować pozycje swojej firmy nie może sprzedać energii po cenie niższej niż jakiś określony poziom, oraz że nie może energii zakupić po cenie wyższej od jakiegoś limitu. Jest to o tyle niezrozumiałe i szokujące, że firma ta, będzie teraz musiała używać rynku bilansującego do domknięcia swych pozycji. Na tym rynku odsprzeda ona energię po cenach o wiele niższych niż gdyby to zrobiła w Kantorze Energii,

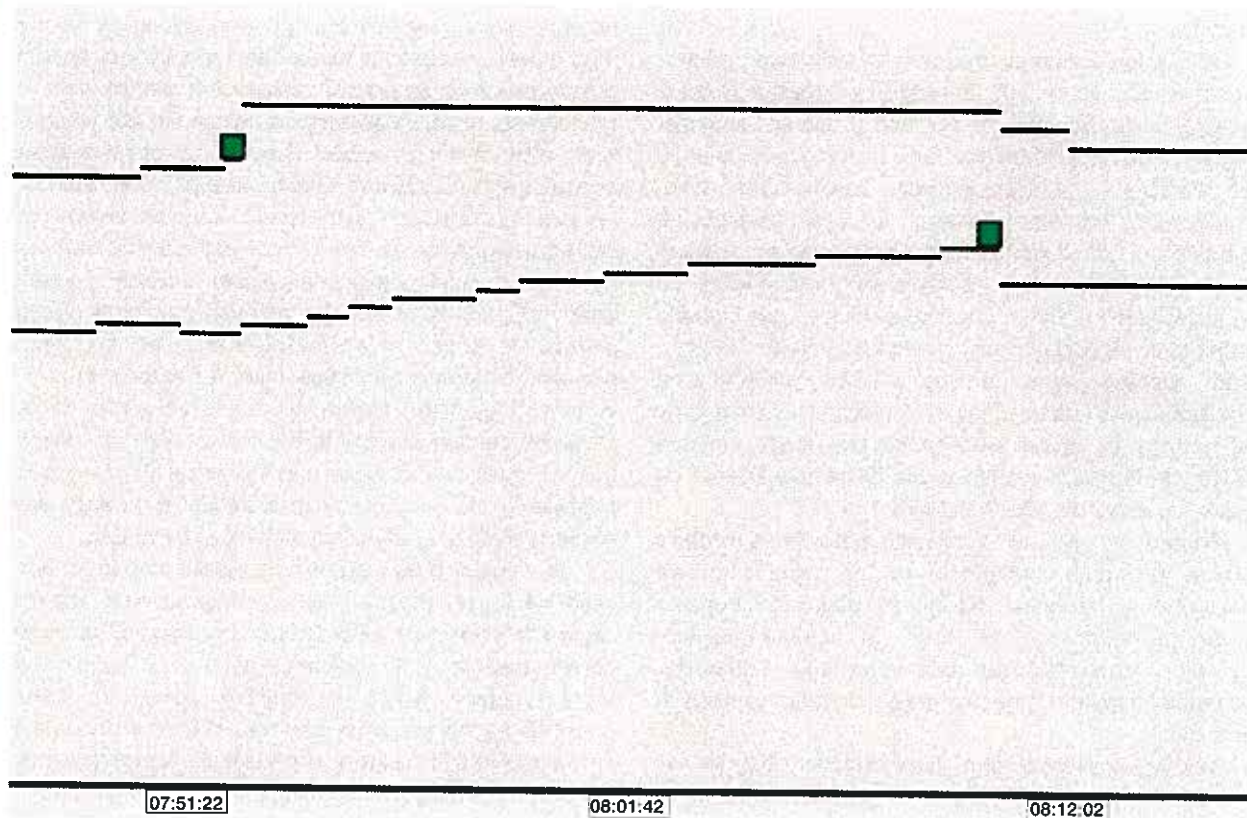
a jeśli miała pozycję krótką, to będzie musiała dokupywać energię po cenach o wiele wyższych. Logicznym wyjściem z tej sytuacji zdaje się być postulat, aby zarządy i kierownictwo działów handlowych takich spółek dystrybucyjnych zaufało swoim handlowcom i zlikwidowało limity cenowe, szczególnie jeśli chodzi o handel na dzień do przodu. Jedynym limitem cenowym w tym momencie powinny być przewidywane ceny rynku bilansującego, ponieważ zawarcie transakcji redukującej poziom niezbilansowania po jakiegokolwiek lepszej cenie, od tej przewidywanej na rynku bilansującym, zdecydowanie poprawia wynik finansowy.

Z uwagi na to, że sesja popołudniowa oferuje energię na dwa dni do przodu, Uczestnicy handlujący podczas tej sesji wiedzą, że jest jeszcze dużo czasu, w którym mogą domknąć swoje pozycje oraz wiedzą, że ich prognozy zapotrzebowania mogą jeszcze ulec zmianie. Jednak są także i tacy, którzy zdają się wiedzieć, że ich pozycja jest w dużym stopniu niezbilansowana i w związku z tym starają się oni to

niezbilansowanie zredukować. Podczas sesji popołudniowej o wiele częściej obserwuje się, że Uczestnicy zawierają transakcje na „pasma”, czyli, że sprzedają lub kupują wszystkie pojedyncze godziny tak, aby efektem końcowym był zakup lub sprzedaż energii w paśmie. Takie zachowanie występuje bardzo rzadko na sesjach porannych.

W celu zademonstrowania przykładów zachowania się cen w Kantorze, zamieszczamy poniżej wykresy przedstawiające rzeczywiste przebiegi zmian cen energii dostarczanej na pojedynczą godzinę doby handlowej, jakie miały miejsce podczas wybranych sesji Kantoru Energii. Każdy z nich przedstawia inną charakterystykę rynku i reakcję algorytmu na daną sytuację. Na poniższych wykresach górne odcinki pokazują ceny sprzedaży energii przez Kantor, natomiast dolne pokazują ceny zakupu. Kwadraciki nałożone na jeden z odcinków pokazują, że w tym właśnie momencie została zawarta transakcja, przy czym kwadracik na górnej linii oznacza, iż była to transakcja sprzedaży przez Kantor, a na dolnej – kupna.

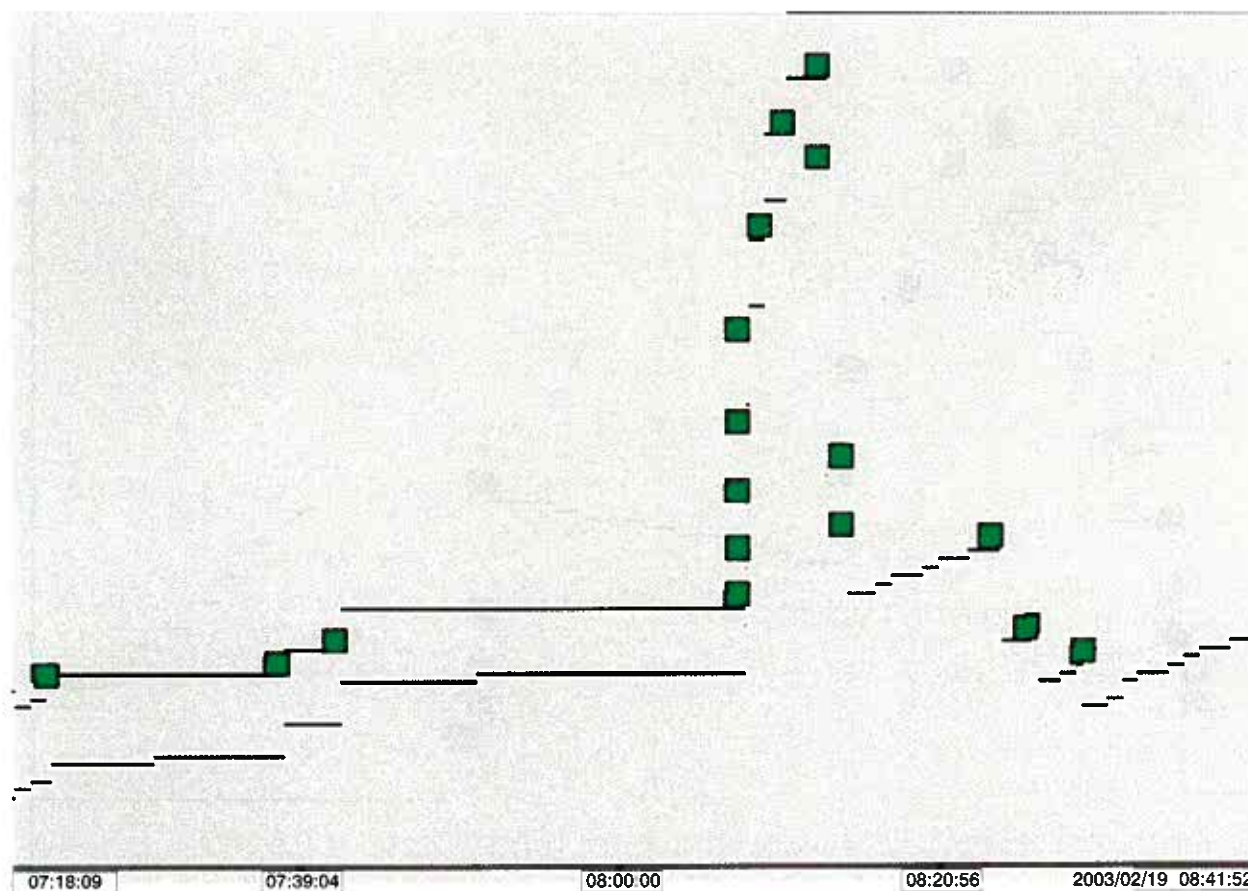
Rysunek 1. Bilansowanie



Powyższy rysunek to typowy przebieg zmian cen, jaki bardzo często ma miejsce w Kantorze. Transakcja sprzedaży zawarta jako pierwsza powoduje takie uatrakcyjnienie ceny przeciwnej, że dość szybko otwarta

pozycja zostaje zbilansowana. Po takim zbilansowaniu program powraca do pewnego poziomu cen i nadal stara się „znaleźć rynek”, czyli stara się wprowadzić na tyle atrakcyjne ceny, by została zawarta kolejna transakcja.

Rysunek 2. Nagła zmiana poziomu cen



Rysunek drugi przedstawia nietypowy przebieg sesji. Tuż po ogłoszeniu wyników giełdy okazało się, że Uczestnicy pozostali z krótką pozycją, którą chcieli zbilansować w Kantorze. Kilkanaście transakcji sprzedaży zostało zawartych prawie w tej samej chwili, co spowodowało, że istniało duże prawdopodobieństwo, że JAC EnTra pozostanie z dużą krótką pozycją po

zakończeniu sesji. Program natychmiast zareagował podnosząc do takiego poziomu cenę sprzedaży, by zmniejszyć atrakcyjność zawierania transakcji po tej stronie i jednocześnie bardzo mocno podniósł cenę zakupu, co spowodowało odwracanie pozycji i ostatecznie jej wyzerowanie.

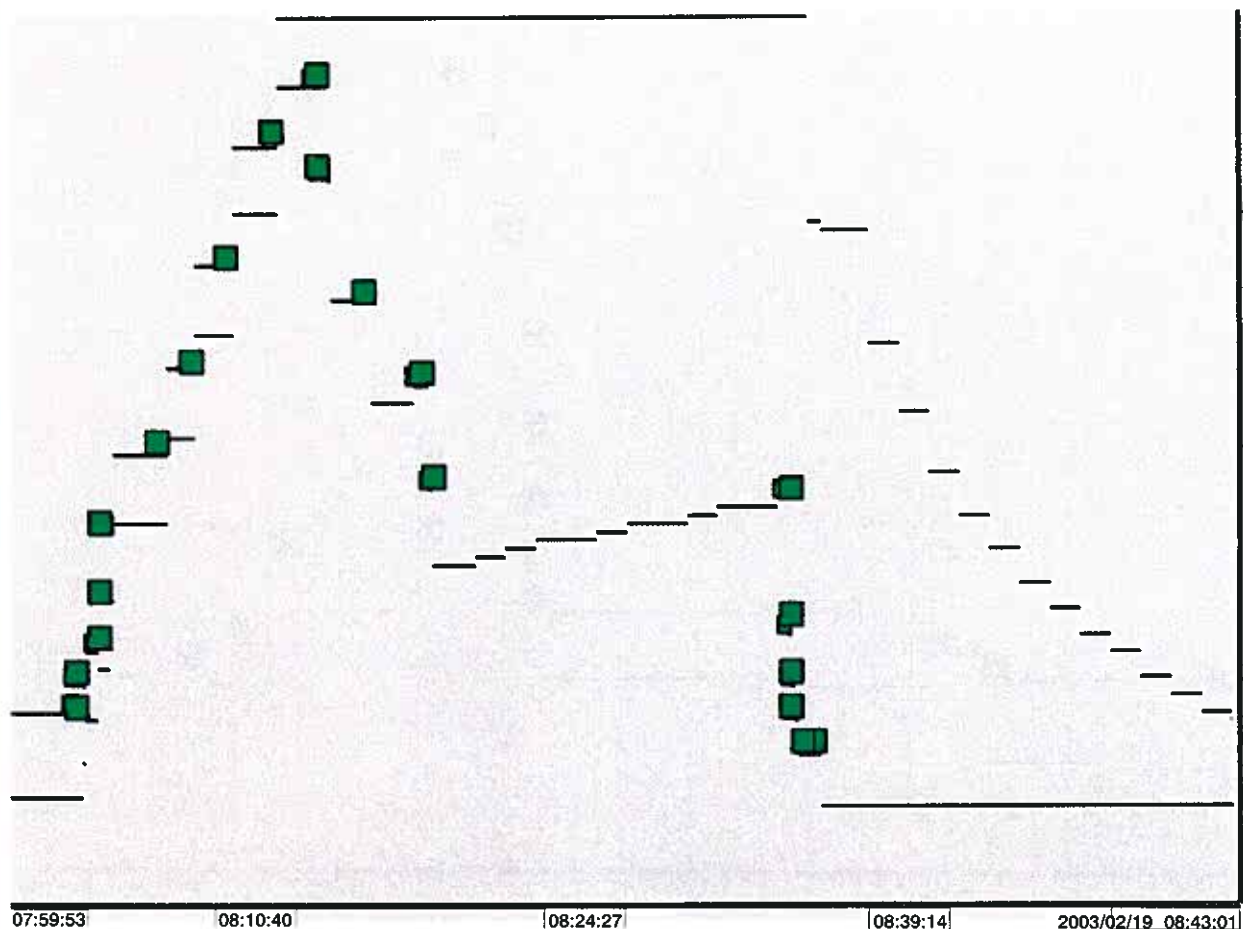
Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

Rysunek 3. Odwracanie rynku



Rysunek 3 to kolejny przykład nietypowego zachowania Uczestników, wiążącego się z ogromnym ryzykiem dla EnTry. Podobnie jak poprzednio, po ogłoszeniu wyników giełdy nastąpiła duża sprzedaż w Kantorze, co spowodowało, że pozycja EnTry stała się krótka i program ustawił tak ceny, by ją zbilansować. Jednak, być może w skutek silnego podwyższenia ceny zakupu, nastąpiło odwrócenie trendu na rynku, gdyż Uczestnicy zaczęli energię sprzedawać. Uczestnicy odsprzedawali energię i przenieśli swoją długą pozycję na EnTrę. Późniejsze znaczące obniżenie cen sprzedaży niestety nie odniosło oczekiwanych rezultatów. Pomimo tego, iż wcześniej po wysokich cenach Uczestnicy byli skłonni kupować energię, teraz nie znalazł się chętny na kupno.

Plany na najbliższą przyszłość

W odpowiedzi na uwagi Uczestników JAC EnTra planuje wprowadzenie do systemu Kantor Energii następujących zmian:

- **rozszerzenie jednostki transakcyjnej**

Po kilku pierwszych miesiącach działania Kantoru Energii, JAC EnTra postanowiła rozszerzyć możliwości programu i dostarczyć Uczestnikom narzędzie służące

nie tylko do bilansowania swoich pozycji przed zgłoszeniem grafików do OSP, ale także pozwalające na zawieranie transakcji o większym wolumenie. W tym celu w najbliższej przyszłości nastąpi rozszerzenie jednostki transakcyjnej i w pewnym sensie uelastyczenie jej. Kantor Energii będzie umożliwiał każdorazowo zawieranie transakcji na dwie, cztery lub sześć MWh. Ponieważ JAC EnTra nadal chce umożliwiać Uczestnikom precyzyjne domykanie swoich pozycji bezpośrednio przed zgłaszaniem grafików do OSP, dlatego też nadal pozostawimy możliwość zawierania transakcji na 2 MWh. Jednocześnie, aby ułatwić większym Uczestnikom, których niezbilansowanie jest rzędu kilkunastu MWh, szybsze i łatwiejsze domykanie tych niezbilansowanych pozycji, firma nasza chce umożliwić zawieranie jednostkowych transakcji na większy wolumen, ale nadal po tej samej cenie. JAC EnTra ma nadzieję, że takie zwiększenie jednostki transakcyjnej (2 MWh, 4 MWh lub 6 MWh każdorazowo do wyboru przez Uczestnika) spowoduje, iż Kantor Energii stanie się również miejscem do zawierania takich transakcji, szczególnie na sesji popołudniowej, w trakcie której zawierane są transakcje na dwa dni do przodu, umożliwiające spółkom dystrybucyjnym domknięcie nawet stosunkowo dużych, rzędu kilkunastu lub nawet kiludziesięciu MWh, niezbilansowanych pozycji.

- **własne strony internetowe dla Uczestników**

Kolejnym krokiem w rozwoju Kantoru Energii, który w najbliższym czasie będzie zrealizowany, są dedykowane strony internetowe przeznaczone dla Uczestników, które umożliwią im dostęp do danych i informacji dotyczących m.in. historii zawieranych przez nich transakcji, statystyk i analiz. Będą one również miejscem, z którego Uczestnik będzie mógł pobrać dane dotyczące wolumenów zawartych transakcji na daną dobę handlową. Dane te będą podawane w postaci pliku ułatwiającego wczytanie ich potem do systemu WIRE. Planuje się też udostępnienie danych dotyczących szczegółów zawartych w danym tygodniu rozliczeniowym transakcji, ułatwiających przygotowanie faktur. Każdy Uczestnik otrzyma hasło dostępu, które umożliwi mu wejście na własną stronę.

Jednym z przykładów ostatnio wprowadzonej zmiany, która była odpowiedzią na sugestie Uczestników Kantoru Energii jest wydłużenie trwania sesji porannej do godziny 9.00. Bezpośrednią przyczyną, dla której Uczestnicy chcieli takiego wydłużenia sesji handlowej był fakt przesunięcia fixingu Giełdy Energii z godziny 8.00 na 8.30. Ponieważ pierwotnie poranna sesja handlowa Kantoru Energii kończyła się o godzinie 8.45, oznaczało to, że w wyniku decyzji Giełdy Energii Uczestnicy mieli praktycznie tylko kilka minut na dokonanie często kilku lub kilkunastu transakcji poprzez

Kantor Energii w celu pełnego zbilansowania swoich pozycji. Ponadto skrócony został też im czas przeznaczony na przygotowanie grafików do WIRE.

Dokonane już modyfikacje systemu Kantoru Energii, oraz planowane zmiany idące naprzeciw oczekiwaniom Uczestników pokazują, że Kantor Energii jest systemem bardzo elastycznym i łatwo dostosowującym się do zmian zachodzących na dynamicznie ewoluującym rynku energii. Wydaje nam się, że taka postawa jest doceniana przez rynek oraz, że Kantor wypełnia bardzo potrzebną na tym rynku funkcję. Najlepszym tego dowodem jest systematyczny wzrost liczby aktywnych Uczestników oraz dynamiczny wzrost wolumenu zawieranych transakcji.



*Autor jest Prezesem
JAC EnTra Sp. z o.o.*

Współautorami artykułu są: Iwona Kozibroda (analityk handlowiec) i Tomasz Krzyżewski (dyrektor Obrotu Energią), JAC EnTra Sp. z o.o.



Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o.

Seminarium „Energetyka w Gminie - infrastruktura, wytwarzanie, użytkowanie”

W dniu 25 kwietnia w Katowicach odbyło się seminarium zorganizowane przez Śląski Związek Gmin i powiatów we współpracy z „Energio-Elektro” Sp. z o.o. nt. „Energetyka w Gminie – infrastruktura, wytwarzanie, użytkowanie”. Celem seminarium było przedstawienie uwarunkowań prawnych i możliwości rozwiązań problemów energetycznych w gminach w świetle obowiązujących przepisów prawa, możliwości tworzenia gminnych przedsiębiorstw infrastrukturalnych, uprawnień i obowiązków gmin w zakresie gospodarki energetycznej oraz przedstawienie szans, jakie stwarzają dla gmin programy energetyczne Unii Europejskiej.

Z ramienia URE w seminarium uczestniczył dr Zdzisław Muras, Główny Specjalista w Departamencie Promowania Konkurencji, który wygłosił referat nt.

„Uwarunkowania prawne i możliwości tworzenia lokalnego rynku energii elektrycznej i ciepła”. W referacie syntetycznie, a zarazem kompleksowo przedstawiono obowiązujące uregulowania prawne i proponowane nowelizacje prawa umożliwiające rozwój i funkcjonowanie lokalnego rynku energii obecnie i w przyszłości. Usystematyzowano w nim podstawowe pojęcia dotyczące rynku energii, w tym lokalnego rynku energii. Omówiono zagadnienia związane z obowiązkami przedsiębiorstw energetycznych i gmin w zakresie współpracy zmierzającej do zaspokojenia energetycznych potrzeb społeczności lokalnych, a także możliwość wykorzystywania zasady TPA oraz odnawialnych źródeł energii i energii produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła dla rozwoju lokalnych rynków energii.

Konferencja „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce”

W dniach 8 i 9 maja w Jeleniej Górze odbyła się konferencja zorganizowana przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej nt. „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce. Zmiana napięcia w sieciach nn”.

Z ramienia URE w konferencji uczestniczyli: Leszek Kukuła z Departamentu Taryf, Krzysztof Wiśniewski z Departamentu Promowania Konkurencji, Jerzy Kozłowski z Zachodniego oddziału terenowego URE w Poznaniu, Mieczysław Bednarski z Południowo-Zachodniego oddziału terenowego URE we Wrocławiu oraz Piotr Furdzik z Południowego oddziału URE w Katowicach.

Konferencja była podzielona tematycznie na siedem następujących sesji:

1. Jakość energii, a wymagania przepisów i norm w świetle wejścia Polski do Unii Europejskiej.
2. Zmiana napięcia w sieciach nn.
3. Jakość energii elektrycznej w Polsce – stan aktualny.
4. Jakość energii elektrycznej – doświadczenia eksploataatorów sieci.
5. Najnowsze rozwiązania aparatury do pomiarów i analizy parametrów określających jakość energii elektrycznej.
6. Kompatybilność elektromagnetyczna. Metody poprawy jakości energii elektrycznej.
7. Projektowanie, budowa i eksploatacja sieci elektroenergetycznych, a jakość energii elektrycznej.

Spółki dystrybucyjne w zakresie zmiany napięcia w sieciach nn podjęły na szeroką skalę działania informacyjno-wyjaśniające wśród swoich klientów, przedstawiając efekty tych działań w jednej z prezen-

tacji. Powołany został zespół ds. zmiany napięcia w sieci nn.

Jako pozytywne skutki zmiany napięcia wymieniano przede wszystkim:

- unifikację napięć, dostosowanie poziomów napięcia w krajowej sieci nn do wymogów międzynarodowych,
- wyższe napięcie u odbiorców (szczególnie wiejskich) zasilanych obecnie zbyt niskim napięciem.

Jako negatywne skutki zmiany napięcia wymieniano:

- konieczność dostosowania instalacji i odbiorników energii elektrycznej,
- możliwość uszkodzenia starych odbiorników energii elektrycznej,
- próby oszustw dokonywanych pod pretekstem zmiany napięcia.

W wystąpieniach przedstawiciele spółek dystrybucyjnych oraz w późniejszych dyskusjach dotyczących zmiany napięcia w sieciach nn można było zauważyć, że spółki obawiają się trudności technicznych oraz dodatkowych kosztów, które mogą nie zostać przeniesione w kolejnych taryfach. W związku z tymi obawami w wielu zakładach energetycznych zlecono szereg prac badawczo-analitycznych dotyczących skutków zmiany napięcia w sieciach nn, których wyniki były omawiane przez pracowników naukowych krajowych wyższych uczelni technicznych.

W przerwach między kolejnymi sesjami uczestnicy mieli możliwość zwiedzania stoisk wystawców prezentujących najnowsze rozwiązania aparatury do pomiarów i analizy parametrów określających jakość energii elektrycznej.

Wspólne posiedzenie CEER/ERRA

5 czerwca w Brukseli odbyło się posiedzenie Grupy Roboczej do spraw Bezpieczeństwa Dostaw (Working Group Security of Supply – WG SoS) Rady Europejskich Regulatorów Energii (Council of European Energy Regulators – CEER) z przedstawicielami Regulatorów z krajów akcesyjnych należącymi do Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energii (Energy Regulators Regional Association – ERRA). Z ramienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w posiedzeniu uczestniczył Robert Guzik z Departamentu Promowania Konkurencji.

Przedstawiciele CEER zaprezentowali dotychczasowe działania grupy roboczej WG SoS oraz plan na 2003 r. Przedstawili streszczenie raportu „Executive Summary of the CEER Report on Security of Electricity Supply in the European Countries”, który będzie zaprezentowany na Forum Regulatorów w Rzymie. Poinformowali o rozszerzeniu zakresu działalności Grupy o zagadnienia związane z bezpieczeństwem dostaw gazu.

Przedstawiciele Regulatorów zrzeszonych w ERRA omówili ogólne zagadnienia związane z bezpieczeństwem dostaw w ich krajach. Uczestnicy posiedzenia wskazali na konieczność wypracowania przez CEER zasad współpracy między obiema organizacjami.

W drugiej części spotkania dyskutowano nad wnioskami z raportu analizującego sytuację na rynku energii elektrycznej w Norwegii zimą 2002/2003, kiedy na skutek niskiego poziomu wód wystąpiły niedobory mocy osiągalnej w elektrowniach wodnych, których efektem był znaczny wzrost cen energii. Autorzy raportu zaproponowali kilka istotnych zaleceń dotyczących modelu rynku w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej:

- zaangażowanie strony popytowej – sygnały cenowe powinny jak najszybciej docierać do odbiorców końcowych, umożliwiając im reakcje dostosowawcze (w Norwegii, w odróżnieniu od Kalifornii, system taryfowy umożliwił przeniesienie wzrostu cen na rynku hurtowym na odbiorców końcowych, którzy ograni-

czyli swoje zużycie o ok. 7%, co zapobiegło pogłębieniu się kłopotów),

- powstrzymanie się od doraźnych interwencji na rynku, nawet w przypadku gwałtownego wzrostu cen, dopóki działają mechanizmy dostosowywania się uczestników do sytuacji rynkowej,
- zapewnienie skutecznej konkurencji poprzez ułatwienie wejścia na rynek oraz przejrzystość regul i ciągły dostęp do informacji,
- dywersyfikacja paliw pierwotnych, nośników energii, źródeł dostaw oraz zapewnienie możliwości wymiany międzynarodowej poprawiają bezpieczeństwo dostaw (Norwegia jest prawie w 100% uzależniona od elektrowni wodnych, a prąd jest jedynym rodzajem energii wykorzystywanym na potrzeby grzewcze; połączenia z sąsiednimi krajami mają ograniczoną przepustowość),
- przygotowanie procedur awaryjnych, ponieważ krótkotrwałe problemy bezpieczeństwa dostaw (Norwegia, Kalifornia) nie mogą być opanowane przez rozwiązania strategiczne (długofalowe).

Ponadto podczas dyskusji nad materiałem „The Kyoto Protocol & Security of Supply” zwrócono uwagę na potencjalne zagrożenie obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw w związku z realizacją przez państwa UE postanowień Protokołu z Kioto. Dotyczy to szczególnie inwestycji w takie źródła odnawialne, których możliwości produkcji energii silnie zależą od nieprzewidywalnych zmiennych klimatycznych (wiatr, poziom wód, nasłonecznienie).

Przedstawiciele CEER podkreślali, że na zliberalizowanym rynku energii podział odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw nie jest tak jasno zdefiniowany, jak w przypadku pionowo zintegrowanych monopolii, co często prowadzi do błędnego wniosku, iż liberalizacja wpływa negatywnie na bezpieczeństwo dostaw. Doświadczenia z krajów CEER nie potwierdzają tej tezy.

ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI

(pod redakcją dr. Mariana Ślifierza)

| | |
|--------------------------------------|--|
| Auto producer | - autoproducent |
| Captive customer | - klient nie posiadający realnej alternatywy zmiany dostawcy |
| Dispatching of generation | - dyspozycja wytwarzaniem – w Amerykańskiej terminologii oznacza operacyjną kontrolę zintegrowanym systemem elektrycznym obejmującą: określanie rozmiarów obciążenia dla poszczególnych wytwórców, kontrolę działania i utrzymanie linii wysokiego napięcia podstacji i wyposażenia, obsługę podstawowych połączeń, ustalanie harmonogramu wykonywania transakcji w handlu energią |
| Divestiture | - pozbawienie przedsiębiorstwa określonych funkcji przez zmianę własności aktywów |
| Independent producer | - niezależny wytwórca – wytwórca nie prowadzący działalności przesyłowej lub dystrybucyjnej na obszarze swojej działalności |
| Integrated electricity undertaking | - zintegrowane przedsiębiorstwo energetyczne – wertykalnie lub horyzontalnie |
| Interconnected network | - wewnątrz zintegrowana sieć elektroenergetyczna |
| Interconnection | - połączenia sieciowe – połączenie pomiędzy różnymi systemami sieci elektroenergetycznej, elektrowniami lub elektrowniami i siecią, obejmujące linie energetyczne i wyposażenie |
| Horizontal network | - część sieci przesyłowej, która znajduje się pod znacznym wpływem wymiany transgranicznej |
| Horizontally integrated undertaking | - przedsiębiorstwo horyzontalnie zintegrowane |
| National electricity consumption | - krajowe zużycie energii elektrycznej – zużycie energii elektrycznej netto + straty sieciowe |
| Native load customer | - wewnętrzni użytkownicy energii – użytkownik, wobec którego operator systemu przesyłowego podjął zobowiązanie dostarczenia odpowiednich ilości energii |
| Net transfer capacity | - całkowita zdolność przesyłowa – <i>Total transfer capacity</i> (TTC) – rezerwa niezawodności systemu, <i>Transmission reliability margin</i> (TRM) = zdolność przesyłowa netto (NTC) |
| Non-transaction oriented tariff | - taryfa nietransakcyjna – stała taryfa przyłączeniowa, niezmienna dla konsumenta przy zmianie dostawcy |
| Notified transmission flow (NTF) | - podana wielkość przesyłu energii – w wyznaczonym okresie czasu w oparciu o przyjęte kontrakty przesyłowe |
| Qualified customer/Eligible customer | - konsument uprawniony |
| Rate base | - baza do wyliczenia taryfy – wielkość aktywów, na podstawie której dane przedsiębiorstwo ma możliwość pozyskania stopy zwrotu w wysokości ustalonej przez regulatora |
| Regulated Third Party Access (TPA) | - regulowany dostęp strony trzeciej |
| Reliability | - niezawodność – składowa dwóch elementów: zdolności systemu do terminowej realizacji zamówień i odporności systemu na zakłócenia |
| Spinning reserves | - rezerwy wirujące – różnica pomiędzy potencjałem wytwórczym a aktualną wielkością wytwarzania energii; możliwość podłączenia do systemu – w ciągu 10 min. |
| Time of Use Rates (TOU) | - taryfy czasowe |
| Transaction oriented tariff | - taryfa transakcyjna – taryfa, w której wysokość opłaty przesyłowej zależy od odległości pomiędzy punktem wejścia a punktem wyjścia, w wypadku zmiany dostawcy należy dokonać ponownego przeliczenia wysokości taryfy |

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Energetyka wiatrowa – zjawisko wiatru to ruchy powietrza spowodowane ruchem obrotowym Ziemi i zróżnicowanym nagrzewaniem przez Słońce rozmaitych obszarów powierzchni planety, co wynika m.in. z różnej absorpcji ciepła słonecznego przez lądy i oceany. Powstająca na tej drodze moc energii kinetycznej wiatru jest szacowana na 2 700 TW. Jednak potencjał energetyczny wiatrów wiejących nad lądami jest szacowany na 40 TW. Buduje się współcześnie turbiny wiatrowe o osiach poziomych i pionowych o zróżnicowanych mocach. Energetyka wiatrowa przeżywa w ostatnich latach dynamiczny rozwój. Zaczynała od turbin o małych mocach usytuowanych na niewielkich wysokościach. Obecnie turbiny umieszcza się na wysokościach 80-120 metrów i osiągają najczęściej moce 2-3 MW. Natomiast prototypowa instalacja wiatrowa, zlokalizowana w pobliżu Magdeburga, ma moc nominalną ok. 4,5 MW. Wiarygodne prognozy wskazują na pojawienie się w przyszłości nowych konstrukcji o jeszcze większych gabarytach i mocach. Turbiny wiatrowe są instalowane zarówno na lądzie jak i na morzu, gdzie warunki wiatrowe są znacznie korzystniejsze. Największą wadą energetyki wiatrowej jest niestabilność wytwarzania energii elektrycznej, która jest uzależniona od warunków atmosferycznych, co stanowi poważny problem dla sieci przesyłowych a w konsekwencji dla rynku bilansującego. Praktyka wskazuje bowiem, że nowoczesne turbiny wiatrowe, w polskich warunkach, pracują ok. 2 000 do 2 500 godzin w ciągu roku i dla stabilizowania dostaw energii do odbiorców konieczne jest utrzymywanie w gotowości rezerwy mocy w instalacjach wykorzystujących paliwa kopalne lub też w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych. Poza aspektem energetycznym głównym powodem znacznego wzrostu liczby energetycznych instalacji wiatrowych w Europie jest konieczność ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery zgodnie z wymogami zapisanymi w protokole z Kioto.

Energia prądów morskich – między energią prądów morskich a energią wiatru zachodzą daleko idące podobieństwa. O ich dynamice decyduje bowiem różnica gęstości ośrodka. W pierwszym przypadku jest to woda, zaś w drugim – powietrze. Z szacunków wynika, że wprawdzie jedynie drobna część energii słonecznej zostaje zaabsorbowana przez wody oceanów, jednak powstaje na tej drodze ruch strumienia wody wszystkich prądów morskich i oceanicznych, o liczącej się energii kinetycznej rzędu 5-7 TW. Oznacza to, że ze strumienia prądu o przekroju poprzecznym 1 m² poruszającego się z szybkością jednego metra na sekundę można uzyskać 600 W mocy energii elektrycznej. Dlatego też wiarygodne są szacunki, że np. w rejonie Florydy ciepły prąd oceaniczny Golfstrom mógłby uruchamiać elektrownie wodne o liczących się mocach zainstalowanych.

Paliwo XXI wieku – wodór – prognozuje się, że w najbliższej przyszłości wodór będzie liczącym się i powszechnie stosowanym ekologicznym paliwem. Będzie wykorzystywany do zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i jako napęd pojazdów drogowych. Pośród zalet wodoru należy wymienić: jest ekologiczny, jego spalanie ma wysoką sprawność, jest łatwiejszy w magazynowaniu niż akumulowanie energii elektrycznej, jego zapasy zgromadzone w wodach Ziemi są niewyczerpane. Najpoważniejszą wadą jest fakt, że wodór w kontakcie z powietrzem tworzy mieszkankę wybuchową. Znaczenie ten wady jest obecnie już marginalne, bowiem energetyczne wykorzystywanie wodoru następuje głównie w ogniwach paliwowych. Umożliwiają one wytwarzanie energii elektrycznej w procesie „spalania”, które zachodzi jednak izotermicznie i bez płomienia. Oznacza to, że w procesie nie następuje wydzielanie ciepła, a sprawność teoretyczna przemiany może osiągać nawet 75%. Od kilku lat ogniwa paliwowe są stosowane w pojazdach kosmicznych

jako zapasowe źródło energii. Największy postęp w stosowaniu ogniw paliwowych obserwuje się obecnie w motoryzacji. W Japonii i USA testowane są coraz liczniej samochody, których źródłem napędu jest energia elektryczna uzyskiwana z ogniw paliwowych zasilanych wodorem.

Energia promieniowania słonecznego – słońce, najbliższa gwiazda naszej planety, generuje ogromne ilości energii. Następuje to w wyniku reakcji termionuklearnych zachodzących w jego wnętrzu. Promieniowanie słoneczne dociera do Ziemi w różnej postaci. Najkrótsze fale niewidzialne to promienie X, w kolejności nadfiolet, wąskie pasmo promieniowania widzialnego (światło), szerokie pasmo promieniowania podczerwonego (ciepłego) oraz promieniowanie o najdłuższych falach odpowiadające emisji radiowej. W wyniku oddziaływania atmosfery energia promieniowania słonecznego docierająca do Ziemi składa się w 47% z promieniowania widzialnego, w 7% z nadfioletu i w 46% z promieniowania podczerwonego.

Jest zatem oczywiste, że tylko światło i ciepło emitowane przez Słońce mogą być obecnie wykorzystywane w celach energetycznych. Może to następować poprzez następujące technologie:

- 1) kolektory słoneczne, w postaci instalacji stacjonarnych, wykorzystujące ciepło słońca do grzania wody użytkowej, do ogrzewania i w razie konieczności chłodzenia pomieszczeń mieszkalnych lub przemysłowych;
- 2) instalacje wysokotemperaturowe umożliwiające przetwarzanie ciepła w energię mechaniczną np. jako napęd turbin wytwarzających energię elektryczną;
- 3) instalacje fotowoltaiczne (fotoelektryczne) przetwarzające światło słoneczne bezpośrednio w energię elektryczną;
- 4) technologie pasywne wykorzystujące konstrukcje budynków do bezpośredniego gromadzenia energii dla celów oświetleniowych, grzewczych i chłodniczych.

Ogniwa fotowoltaiczne – podstawowymi elementami ogniw fotoelektrycznych (PV) są specjalne półprzewodniki, które pod wpływem światła słonecznego wytwarzają prąd elektryczny (stały). Do tego celu najczęściej wykorzystywany jest krzem w postaci monokrystalicznej, polikrystalicznej lub amorficznej. Korzystne efekty są także osiągane przy stosowaniu tellurka kadmu (CdTe), selenku indowo-miedziowego (CIS) i arsenku gallu (GaAs). Najczęściej w ogniwach fotowoltaicznych stosowany jest krzem monokrystaliczny, który gwarantuje najwyższą sprawność przemiany energii słonecznej w energię elektryczną. Ten rodzaj ogniw fotowoltaicznych jest najczęściej grupowany w moduły o powierzchni ok. 1 m² o mocach ok. 60-120 W. Moduły można z kolei dowolnie łączyć mechanicznie i elektrycznie w większe zestawy w zależności od potrzeb. Systemy fotowoltaiczne mogą być instalowane autonomicznie np. dla określonego budynku lub też mogą być przyłączone do sieci. Z uwagi na fakt, że osiągnięta moc instalacji jest wprost proporcjonalna do natężenia promieniowania słonecznego, najkorzystniej jest lokalizować je w regionach o bardzo dobrych warunkach nasłonecznienia.

Ogniwa fotowoltaiczne są od dawna stosowane w aparaturze wynoszonej w przestrzeń kosmiczną. Ich liczne moduły, rozkładane na orbicie w ogromne powierzchnie, wytwarzają dostateczną ilość energii elektrycznej dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego przedsięwzięcia badawczego.

Najpowszechniejsze zastosowanie znalazły ogniwa fotowoltaiczne w popularnych kalkulatorach, gdzie niejednokrotnie stosuje się hybrydowy system elektrycznego zasilania. Kalkulator może korzystać z ogólnodostępnej baterii lub też energii uzyskanej ze światła słonecznego.

(A. R.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI