

NR 6
2002

4 listopada 2002

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Rozliczenia między taryfami
- Bilansujący – rynek czy mechanizm?
- TPA w Unii Europejskiej

Pobieranie ze strony internetowej URE wykazu obowiązujących koncesji

W celu pobrania zestawień przedsiębiorstw posiadających koncesje w zakresie regulowanym ustawą – Prawo energetyczne, należy:

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

Urząd Regulacji Energetyki - Microsoft Internet Explorer

Adres: <http://www.ure.gov.pl/ure0.html>

URZĄD REGULACJI ENERGETYKI

00-672 Warszawa, ul. Chałubińskiego 4, tel.: (22) 661 61 07, fax: (22) 661 61 52, e-mail: ure@ure.gov.pl

AKTUALNOŚCI

• Komunikat Prezesa URE w sprawie nieprawidłowości występujących na rynku gazu płynnego	6.10.2002
• Ankieta - Informacja o posiadanych zapasach paliwa podstawowego	7.10.2002
• Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o objęcie patronatem konferencji "Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce wobec dotychczasowych regulacji prawnych".	2.10.2002
• Prezes URE objął honorowym patronatem IX Międzynarodowe Targi Elektroinstalacje, Elektronika i Oświetlenie ELEKTRO EXPD 2002 - Warszawa 5-8 listopada 2002	1.10.2002
• Biuletyn Branżowy URE - Energia elektryczna Nr 47: o Taryfa "Ciepłowni Siemianowice" Sp. z o.o. o Taryfa Nadwiślańskiej Spółki Węglowej S.A. o Taryfa Huty POKÓJ S.A. o Taryfa Huty Baildon S.A. w upadłości	2.10.2002
• Biuletyn Branżowy URE - Paliwa gazowe Nr 12: o Taryfa "PETRICO" S.A. o Taryfa Zakładu Elektroenergetycznego H. Cz. ELSEN Sp. z o.o.	2.10.2002
• Biuletyn URE Nr 5 wrzesień 2002 r.	2.09.2002
• Jacek Belkowski, Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii "Zmiana napięcia znamionowego z 220/380 V na 230/400 V	23.07.2002
• 4 lipca 2002 roku o godz. 12:00 odbył się "chat" z Prezesem URE na stronie internetowej CIRE.	4.07.2002
• Zarządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 czerwca 2002 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki	2.07.2002

<http://www.ure.gov.pl/koncesje/koncesja.html>

2. na stronie tytułowej kliknąć pozycję „Koncesje”; pojawi się poniższa strona, z której należy wybrać „Zestawienie obowiązujących koncesji”; ze strony, która się wówczas ukaze, można wybrać rodzaj działalności koncesjonowanej oraz nazwę województwa, na terenie którego znajdują się siedziby koncesjonowanych przedsiębiorstw.

Urząd Regulacji Energetyki - Microsoft Internet Explorer

Adres: <http://www.ure.gov.pl/koncesje/koncesja.html>

URZĄD REGULACJI ENERGETYKI

Koncesje

[Strona główna]

Urząd
Stanowiska Prezesa URE
Prawo
Koncesje
Taryfy
Plany i analizy
Promowane konkurencji
Odnawialne źródła energii
Biuletyn URE
Poradnik odbiorcy
Biblioteka Regulatora
Kalendarium
Informacje różne

• Do dnia 31.08.2002 r. wydano i przygotowano łącznie 4 985 decyzji koncesyjnych dla 3 387 przedsiębiorstw energetycznych (podsektorów: energii elektrycznej, ciepła i paliw), w tym na wniosek przedsiębiorstw - 2 535 decyzji.

- Uznorzono 1572 koncesje dla przedsiębiorstw energetycznych
- Cofnięto 494 koncesje dla przedsiębiorstw energetycznych
- Uchylono 51 koncesji dla przedsiębiorstw energetycznych
- Wygasły koncesje 385 przedsiębiorstw energetycznych, wykreślonych z rejestru

- [Koncesje dla energii elektrycznej](#)
- [Koncesje dla ciepła](#)
- [Koncesje dla paliw](#)
- [Sprawozdanie z wykonania warunków koncesyjnych w 2001 r.](#)
- [Artykuły dot. koncesji](#)
- [Zestawienie obowiązujących koncesji](#)

Internet

Szanowni Czytelnicy!

Blok zagadnień prawnych otwiera nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, przybliżająca naszą legislację do regulacji prawnych obowiązujących w Unii Europejskiej. Na marginesie, trudno oprzeć się refleksji, iż była to także sposobność zalażenia wcześniejszych, częstokroć przeciwstawnych interesów, postulatów różnych środowisk nie zawsze związanych z procesem integracji. Na niezwykle istotne pytania dotyczące trudnych problemów cen i taryf, a także sposobu dochodzenia swoich racji przez odbiorców odpowiadają Ryszard Taradejna, Marek Zawiska oraz Grażyna Dylewska z Biura Prawnego.

Coraz częściej i dokładniej informujemy o doświadczeniach UE w liberalizowaniu krajowych rynków energii elektrycznej i gazu. W tym numerze Biuletynu Małgorzata Kozak, Katarzyna Janiszewska i Andrzej Sanderski, pracownicy nowego Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych, szerzej traktują o dostępie do sieci przesyłowych i perspektywie wykorzystania odnawialnych źródeł energii do 2010 roku, które w UE nie wyglądają wcale tak różowo jak chcieliby nasi zieloni. Godne uwagi naszych Czytelników jest omówienie przez Iwonę Figaszewską wyników raportu OECD o polskiej energetyce zatytułowanego „Od transformacji po nowe wyzwania w sferze regulacji”. Obecnie, oczekując ważnych rozstrzygnięć rządowych, wiele z przedstawionych rekomendacji zyskało walor szczególnej aktualności.

Wracając na krajowe podwórko nie sposób pominąć dwóch ważnych tekstów. Robert Guzik w artykule „Bilansujący – rynek czy mechanizm?” dowodzi, iż wprowadzenie rynku bilansującego w pełni ujawniło nieprzystosowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego do warunków rynkowych i przedstawia propozycje niezbędnych zmian w jego funkcjonowaniu. Witold Cherubin analizuje warunki realizacji zasady TPA w polskim ciepłownictwie i przy tej okazji prezentuje system ekonomicznego rozdziału obciążeń ERO optymalizujący koszty zaopatrzenia w ciepło z dwóch lub więcej źródeł.

Redakcja

SPIS TREŚCI

Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne	2
Jakie stosować ceny gdy brak zatwierdzonej taryfy?	9
Ustalanie cen węgla brunatnego po uchyleniu art. 48 Prawa energetycznego	11
Odmowa zmiany obowiązującej taryfy w orzecznictwie Sądu Antymonopolowego	13
Nie każda droga jest właściwa	15
Głos w dyskusji o modelu rynku gazu ziemnego w Polsce	16
Bilansujący – rynek czy mechanizm?	20
Dostęp do sieci przesyłowych (TPA) – doświadczenia UE	25
Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w UE do roku 2010 ...	30
Ograniczenia i możliwości świadczenia usług przesyłowych w polskich systemach ciepłowniczych	34
Rekomendacje regulacyjne OECD dla polskiej energetyki	46
Informacje i komunikaty	49

BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

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

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

Oddano do druku 22 października 2002 r. Nakład: 2250 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 15

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

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 581010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE).

USTAWA

z dnia 24 lipca 2002 r.

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.

(Dz. U. Nr 135, poz. 1144)

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802 oraz z 2002 r. Nr 74, poz. 676 i Nr 113, poz. 984) wprowadza się następujące zmiany:

1) skreśla się art. 2;

2) w art. 3:

a) pkt 20 i 21 otrzymują brzmienie:

„20) odnawialne źródło energii – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych,

21) 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,”

b) w pkt 22 kropkę na końcu zastępuje się przecinkiem oraz dodaje się pkt 23-27 w brzmieniu:

„23) system gazowy albo elektroenergetyczny – sieci gazowe albo sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią,

24) operator systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych albo energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci przesyłowej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,

25) operator systemu dystrybucyjnego gazowego albo elektroenergetycznego – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych albo energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci rozdzielczej na obszarze kraju określonym w koncesji,

26) sieć przesyłowa gazowa albo elektroenergetyczna – sieć gazową o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa albo sieć elektroenergetyczną o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,

27) sieć rozdzielcza gazowa albo elektroenergetyczna – sieć gazową o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa albo sieć elektroenergetyczną o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.”;

3) w art. 4:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane zapewnić wszystkim podmiotom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw lub energii od wybranego przez te podmioty dostawcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie; świadczenie usług przesyłowych odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłowych, zwanej dalej «umową przesyłową».”,

b) dodaje się ust. 4-6 w brzmieniu:

„4. Przepisu ust. 2 nie stosuje się do świadczenia usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła z systemu innego państwa, jeżeli właściwe organy tego państwa nie nałożyły obowiązku świadczenia usług przesyłowych na działające w tym państwie przedsiębiorstwa energetyczne lub odbiorca, do którego paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło mają być dostarczone, nie jest odbiorcą uprawnionym do korzystania z usług przesyłowych w tym państwie.

5. Przepis ust. 2 stosuje się do świadczenia usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw gazowych, które są wydobywane, albo energii elektrycznej lub ciepła, które są wytwarzane na terytorium państw członkowskich Unii Europejskiej.

6. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła odmówi zawarcia umowy przesyłowej, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz zainteresowany podmiot, podając przyczynę odmowy.”;

4) po art. 4 dodaje się art. 4a i 4b w brzmieniu:

„Art. 4a. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, które odmawia zawarcia umowy przesyłowej, może, w drodze decyzji, czasowo wyłączyć lub ograniczyć nałożone na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych obowiązki, o których mowa w art. 4 ust. 2, jeżeli świadczenie usług przesyłowych może spowodować dla przedsiębiorstwa poważne trudności finansowe związane

z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów, na podstawie których jest ono obowiązane do zapłaty za określoną w tych umowach ilość paliw gazowych, niezależnie od ilości pobranych paliw gazowych.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, podejmując decyzję, o której mowa w ust. 1, bierze pod uwagę:

- 1) ogólną sytuację finansową przedsiębiorstwa energetycznego,
- 2) datę zawarcia umów i warunki, na jakich umowy zostały zawarte,
- 3) wpływ postanowień umów na sytuację finansową przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych oraz odbiorców,
- 4) stopień rozwoju konkurencji na rynku paliw gazowych,
- 5) realizację przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych obowiązków wynikających z ustawy,
- 6) podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych działania mające na celu umożliwienie świadczenia usług przesyłowych, o których mowa w art. 4 ust. 2.

3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki, niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o podjętej decyzji, o której mowa w ust. 1.

Art. 4b. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, harmonogram użytkowania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, o których mowa w art. 4 ust. 2, biorąc pod uwagę następujące kryteria:

- 1) wielkość udokumentowanego rocznego zużycia lub zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła przez odbiorców,
- 2) przeznaczenie paliw lub energii,
- 3) charakterystykę obiektów budowlanych, do których paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło mają być dostarczone.

2. Minister właściwy do spraw gospodarki informuje Komisję Europejską o obowiązujących w danym roku kalendarzowym kryteriach użytkowania przez odbiorców prawa do korzystania z usług, o których mowa w art. 4 ust. 2, oraz o przewidywanym udziale łącznego zużycia przez odbiorców paliw gazowych albo energii elektrycznej w ogólnym zużyciu paliw gazowych albo energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.;

5) art. 5 otrzymuje brzmienie:

„Art. 5. 1. Dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła odbywa się na podstawie umowy sprzedaży lub umowy przesyłowej.

2. Umowy, o których mowa w ust. 1, powinny uwzględniać zasady określone w ustawie i warunki ustalone w koncesjach oraz zawierać co najmniej:

1) umowa sprzedaży – postanowienia dotyczące: ilości sprzedaży paliw gazowych, energii elektrycznej albo ciepła w podziale na okresy umowne, sposobu ustalania cen i warunków wprowadzania ich zmian, sposobu rozliczeń, odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy, okresu jej obowiązywania i warunków rozwiązania,

2) umowa przesyłowa – postanowienia dotyczące: ilości przesyłanych paliw gazowych, energii elektrycznej albo ciepła oraz miejsca ich dostarczania, standardów jakościowych, warunków zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania, sposobu ustalania stawek opłat i warunków wprowadzania ich zmian dla określonej w taryfie grupy odbiorców, sposobu rozliczeń, odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy, okresu jej obowiązywania i warunków rozwiązania.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne może zawierać z odbiorcą, któremu dostarcza paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfie, o której mowa w art. 45, jedną umowę zawierającą postanowienia umowy sprzedaży i umowy przesyłowej.

4. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w zakresie swojej działalności, mogą ustalać ogólne warunki umów sprzedaży lub umów przesyłowych, w rozumieniu art. 384 § 1 Kodeksu cywilnego.;

6) w art. 6 dodaje się ust. 3a-3c w brzmieniu:

„3a. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w ust. 1, mogą wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

3b. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do niezwłocznego wznowienia dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, wstrzymanego z powodów, o których mowa w ust. 3 i 3a, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie ich dostarczania.

3c. Przepisu ust. 3a nie stosuje się do obiektów służących obronności państwa.;

7) po art. 6 dodaje się art. 6a w brzmieniu:

„Art. 6a. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy służący do rozliczeń za dostarczane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło, jeżeli odbiorca:

- 1) co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca,

- 2) nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego są dostarczane paliwa gazowe, energia elektryczna lub ciepło,
- 3) użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego.
2. Koszty zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, ponosi przedsiębiorstwo energetyczne.
3. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii.”;
- 8) w art. 7:
- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:
- „1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie, umowy sprzedaży paliw albo energii lub umowy przesyłowej z odbiorcami albo podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczenia, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie zainteresowany podmiot, podając przyczynę odmowy.”.
- b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:
- „1a. Obowiązek zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy przedsiębiorstwa energetycznego będącego jednocześnie operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.”;
- 9) w art. 9:
- a) w ust. 2 pkt 5 otrzymuje brzmienie:
- „5) zadania przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzialnych za ruch sieciowy i eksploatację sieci, z uwzględnieniem zasady równoprawnego traktowania podmiotów korzystających lub ubiegających się o korzystanie z ich usług i sieci,”
- b) skreśla się ust. 3;
- 10) po art. 9 dodaje się art. 9a-9d w brzmieniu:
- „Art. 9a. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną są obowiązane do zakupu, w zakresie określonym w rozporządzeniu wydanym na podstawie ust. 4, wytwarzanej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci oraz jej odsprzedaży bezpośrednio lub pośrednio odbiorcom dokonującym zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby.
2. Przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego są obowiązane, w zakresie określonym w rozporządzeniu wyda-
- nym na podstawie ust. 4, do zakupu oferowanej im energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze źródeł znajdujących się na obszarze kraju określonym w koncesji, przyłączonych bezpośrednio lub pośrednio do sieci należącej do tych przedsiębiorstw.
3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem, przesyłaniem i dystrybucją ciepła jest obowiązane do zakupu oferowanego ciepła z odnawialnych źródeł przyłączonych do sieci, wytwarzanego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców przyłączonych do sieci.
4. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązków, o których mowa w ust. 1-3, biorąc pod uwagę założenia polityki energetycznej państwa oraz zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych, a także określi w szczególności:
- 1) rodzaje, parametry techniczne i technologiczne źródeł odnawialnych wytwarzających energię elektryczną lub ciepło,
 - 2) parametry techniczne i technologiczne źródeł energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
 - 3) wielkość udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz wielkość udziału energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, których zakup przez przedsiębiorstwa energetyczne jest obowiązkowy, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom,
 - 4) sposób uwzględnienia w taryfach kosztów energii elektrycznej i ciepła objętych obowiązkiem zakupu.
- Art. 9b. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła są odpowiedzialne za ruch sieciowy i zapewnienie utrzymania należących do nich sieci oraz współdziałanie z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami korzystającymi z sieci, na warunkach określonych w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 9 ust. 1.
- Art. 9c. 1. Operator systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego, odpowiednio do zakresu działania, jest odpowiedzialny za:
- 1) zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego i realizacji umów, przez prawidłowe zarządzanie sieciami przesyłowymi,
 - 2) prowadzenie ruchu sieciowego w systemie przesyłowym oraz zapewnienie utrzymania sieci przesyłowej wraz z połączeniami z innymi systemami w sposób gwarantujący niezawodność i jakość dostarczanych paliw gazowych albo energii elektrycznej,
 - 3) współpracę z innymi operatorami lub przedsiębiorstwami energetycznymi, mającą na celu zapewnienie spójności działania połączonych sieci,

- 4) dysponowanie paliwami gazowymi w źródłach i magazynach gazu ziemnego albo dysponowanie mocą jednostek wytwórczych energii elektrycznej,
 - 5) zarządzanie przepływami paliw gazowych w sieciach gazowych albo energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, w celu utrzymania określonych parametrów paliw gazowych albo energii elektrycznej na połączeniach z innymi sieciami,
 - 6) zapewnianie odpowiedniej zdolności do przesyłania energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej oraz mocy źródeł energii elektrycznej,
 - 7) świadczenie usług polegających na przesyłaniu energii elektrycznej pomiędzy systemami elektroenergetycznymi,
 - 8) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub gazowego oraz utrzymywania określonych wartości parametrów jakościowych paliw gazowych lub energii elektrycznej w systemie,
 - 9) sporządzanie bieżących bilansów paliw gazowych w sieci gazowej albo energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej,
 - 10) realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych albo energii elektrycznej, wprowadzonych na zasadach określonych w przepisach, o których mowa w art. 11.
2. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego albo elektroenergetycznego, odpowiednio do zakresu działania, jest odpowiedzialny za:
- 1) zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu dystrybucyjnego i realizacji umów, przez prawidłowe zarządzanie sieciami rozdzielczymi,
 - 2) prowadzenie ruchu sieciowego w systemie dystrybucyjnym oraz zapewnienie utrzymania sieci rozdzielczej wraz z połączeniami z innymi systemami, w sposób gwarantujący niezawodność i jakość dostarczanych paliw gazowych albo energii elektrycznej,
 - 3) współpracę z innymi operatorami lub przedsiębiorstwami energetycznymi, mającą na celu zapewnienie spójności działania połączonych sieci,
 - 4) zarządzanie, zgodnie z ustaleniami operatora systemu przesyłowego, przepływami paliw gazowych w sieciach gazowych albo energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, w celu utrzymania określonych parametrów paliw gazowych albo energii elektrycznej na połączeniach z innymi sieciami,
 - 5) sporządzanie bieżących bilansów paliw gazowych w sieciach gazowych albo energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej,
 - 6) realizację ograniczeń w dostarczaniu paliw gazowych albo energii elektrycznej, wprowadzonych na zasadach określonych w przepisach, o których mowa w art. 11.
3. Operator systemu gazowego albo elektroenergetycznego jest obowiązany zarządzać ruchem sieciowym i zapewniać utrzymanie sieci na zasadzie równoprawnego traktowania podmiotów korzystających lub ubiegających się o korzystanie z jego usług i sieci, z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska oraz przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.
 4. Zarządzanie ruchem sieciowym nie powinno wpływać niekorzystnie na realizację zawartych umów w zakresie dostarczania paliw gazowych albo energii elektrycznej po uwzględnieniu występujących ograniczeń technicznych w sieci.
 5. Operatorzy systemu zarządzający połączonymi sieciami, w zakresie niezbędnym dla zapewnienia skutecznej eksploatacji i współdziałania połączonych sieci oraz ich skoordynowanego rozwoju, wzajemnie informują się o funkcjonowaniu tych sieci.
 6. Zarządzanie ruchem sieciowym sieci przesyłowej gazowej albo elektroenergetycznej powinno być niezależne od wszelkiej innej działalności wykonywanej przez operatora systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego, niezwiązanej z prowadzeniem ruchu sieciowego.
 7. Operator systemu przesyłowego gazowego albo elektroenergetycznego współdziała z Komisją Europejską w sprawach wspierania rozwoju transeuropejskich sieci przesyłowych.
 8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji administracyjnej, wyznaczy na czas określony operatorów:
 - 1) systemu przesyłowego gazowego oraz elektroenergetycznego – dla sieci gazowych oraz sieci elektroenergetycznych,
 - 2) systemów dystrybucyjnych gazowych oraz elektroenergetycznych – dla sieci gazowych oraz sieci elektroenergetycznych, a także określi obszar ich działania.
 9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wyznaczając operatorów zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę:
 - 1) bezpieczeństwo energetyczne kraju,
 - 2) parametry techniczne sieci należących do operatorów,
 - 3) ocenę skuteczności prowadzenia przez operatorów ruchu sieciowego i zapewnienia utrzymania sieci.
- Art. 9d. W celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej i przyłączone do sieci jest obowiązane do wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawania w gotowości do jej wytwarzania, jeżeli jest to konieczne do zapewnienia jakości, ciągłości i niezawodności dostaw.”;
- 11) art. 10 i art. 11 otrzymują brzmienie:
- „Art. 10. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła

jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązane umożliwić przeprowadzenie kontroli w zakresie zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 6.
 3. Kontrolę, o której mowa w ust. 2, przeprowadza się na podstawie pisemnego upoważnienia wydanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, które powinno zawierać:
 - 1) oznaczenie osoby dokonującej kontroli,
 - 2) nazwę kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego,
 - 3) określenie zakresu kontroli.
 4. Osoby upoważnione przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do dokonywania kontroli są uprawnione do:
 - 1) wstępu na teren nieruchomości i do miejsc, gdzie są gromadzone i utrzymywane zapasy,
 - 2) analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów.
 5. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół i przedstawia organom kontrolowanego przedsiębiorstwa.
 6. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, wielkości zapasów paliw, o których mowa w ust. 1, sposób ich gromadzenia oraz szczegółowy tryb przeprowadzania kontroli stanu zapasów, uwzględniając rodzaj działalności gospodarczej, możliwości techniczne i organizacyjne w zakresie gromadzenia zapasów.
- Art. 11. 1. W przypadku:
- 1) zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
 - 2) zagrożenia bezpieczeństwa osób,
 - 3) zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych
 - na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.
 2. Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych polegają na sprzedaży tych paliw na podstawie wydanych odbiorcom upoważnień do zakupu określonej ilości paliw.
 3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła polegają na:
 - 1) ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru paliw gazowych,
 - 2) ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej,
 - 3) zmniejszeniu lub przerwaniu dostaw ciepła.
 4. Ograniczenia wprowadzone na zasadach określonych w ust. 2 i 3 podlegają kontroli w zakresie przestrzegania ich stosowania.
 5. Organami uprawnionymi do kontroli stosowania ograniczeń są:
 - 1) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – w odniesieniu do dostarczanych sieciami paliw gazowych i energii elektrycznej,
 - 2) wojewodowie – w odniesieniu do paliw stałych i ciekłych oraz ciepła,
 - 3) organy właściwe w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią, o których mowa w art. 21a – w odniesieniu do jednostek wymienionych w tym przepisie.
 6. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń, o których mowa w ust. 1, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców.
 7. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, w przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w ust. 1.
 8. Przedsiębiorstwa energetyczne nie ponoszą odpowiedzialności za skutki ograniczeń wprowadzonych rozporządzeniem, o którym mowa w ust. 7.
 9. Minister właściwy do spraw gospodarki informuje niezwłocznie Komisję Europejską i państwa członkowskie Unii Europejskiej o wprowadzonych ograniczeniach, o których mowa w ust. 7, w zakresie dostarczania i poboru paliw gazowych i energii elektrycznej.”;
 - 12) w art. 12 w ust. 2 w pkt 5 kropkę na końcu zastępuje się przecinkiem oraz dodaje się pkt 6 w brzmieniu:
 - „6) informowanie Komisji Europejskiej, w terminie do dnia 15 kwietnia każdego roku, o projektach inwestycyjnych, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 2, będących w obszarze zainteresowania Komisji Europejskiej.”;
 - 13) w art. 13 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:
 - „4. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej «Monitor Polski» określone przez Radę Ministrów założenia polityki energetycznej państwa.”;
 - 14) w art. 15:
 - a) pkt 7 otrzymuje brzmienie:
 - „7) rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii,”
 - b) pkt 8 otrzymuje brzmienie:
 - „8) politykę efektywności energetycznej,”;
 - 15) w art. 16 w ust. 3 w pkt 2 skreśla się wyrazy „niekonwencjonalnych i”;

- 16) po art. 21 dodaje się art. 21a w brzmieniu:
 „Art. 21a. Organami właściwymi w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią dla jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej, jednostek organizacyjnych Policji, Państwowej Straży Pożarnej, Straży Granicznej, Biura Ochrony Rządu, Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, Agencji Wywiadu oraz jednostek organizacyjnych więziennictwa podległych Ministrowi Sprawiedliwości są inspekcje gospodarki energetycznej, powoływane przez właściwych ministrów, a w stosunku do jednostek organizacyjnych wymienionych Agencji – Szefowie tych Agencji, w uzgodnieniu z Prezesem URE.”;
- 17) w art. 23 w ust. 2:
 a) w ust. 1 wyrazy „równoważenia interesów” zastępuje się wyrazami „minimalizacji kosztów”,
 b) skreśla się pkt 2a,
 c) w pkt 10 kropkę na końcu zastępuje się przecinkiem oraz dodaje się pkt 11 w brzmieniu:
 „11) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki.”;
- 18) art. 28 otrzymuje brzmienie:
 „Art. 28. Prezes URE może żądać od przedsiębiorstwa energetycznego informacji dotyczących prowadzonej działalności, w tym informacji o projektach inwestycyjnych przedsiębiorstwa energetycznego, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.”;
- 19) w art. 30 w ust. 2 wyrazy „Sądu Wojewódzkiego” zastępuje się wyrazami „Sądu Okręgowego”;
- 20) w art. 31 w ust. 3 w pkt 2 skreśla się wyrazy „oraz cen węgla brunatnego, stosowanych przez kopalnie w stosunku do elektrowni.”;
- 21) w art. 32 w ust. 1 w pkt 1 po wyrazach „wytwarzanie ciepła w źródłach o” dodaje się wyraz „łącznej”;
- 22) w art. 33:
 a) w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
 „1) ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej,”
 b) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:
 „5. Prezes URE, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki, informuje Komisję Europejską o przyczynach odmowy udzielenia wnioskodawcy koncesji.”;
- 23) w art. 35 w ust. 1 w pkt 1 wyrazy „podmiotu gospodarczego” zastępuje się wyrazem „przedsiębiorcy”;
- 24) w art. 37:
 a) w ust. 1 pkt 5 otrzymuje brzmienie:
 „5) szczególne warunki wykonywania działalności objętej koncesją, mające na celu właściwą obsługę odbiorców, w zakresie:
 a) zapewnienia zdolności do dostarczania paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu wymagań jakościowych, określonych w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 9 ust. 1,
 b) powiadamiania Prezesa URE o niepodjęciu lub zaprzestaniu bądź ograniczeniu prowadzenia działalności objętej koncesją, w okresie jej obowiązywania,”
 b) w ust. 3 skreśla się wyraz „wojewódzkiemu”;
- 25) w art. 41 w ust. 4 skreśla się wyraz „wojewódzki”;
- 26) art. 44 otrzymuje brzmienie:
 „Art. 44. 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 dostarczanych paliw lub energii, a także w odniesieniu do poszczególnych 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.”;
- 27) w art. 45:
 a) w ust. 1 w pkt 1 wyrazy „uzasadnionych kosztów” zastępuje się wyrazami „kosztów uzasadnionych”,
 b) w ust. 3 wyrazy „energetyki niekonwencjonalnej” zastępuje się wyrazami „odnawialnych źródeł energii”,
 c) w ust. 4 wyrazy „uzasadnione koszty” zastępuje się wyrazami „koszty uzasadnione”;
- 28) art. 45b otrzymuje brzmienie:
 „Art. 45b. Zmiany cen i stawek opłat za ciepło stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami nie mogą następować częściej niż raz na 12 miesięcy.”;
- 29) w art. 46 w ust. 2 w pkt 4 wyrazy „art. 9 ust. 3” zastępuje się wyrazami „art. 9a”;
- 30) w art. 47:
 a) w ust. 2 wyrazy „w art. 45 i 46” zastępuje się wyrazami „w art. 44, 45 i 46”,
 b) ust. 4 otrzymuje brzmienie:
 „4. Przedsiębiorstwo energetyczne wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania.”;
- 31) skreśla się art. 48;
- 32) w art. 49:
 a) w ust. 1 wyrazy „na rynku konkurencyjnym” zastępuje się wyrazami „w warunkach konkurencji”,
 b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu:
 „3. 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 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.”;

33) art. 50 otrzymuje brzmienie:

„Art. 50. W sprawach nieuregulowanych przepisami niniejszego rozdziału stosuje się odpowiednio przepisy ustawy z dnia 19 listopada 1999 r. – Prawo działalności gospodarczej (Dz. U. 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 i Nr 115, poz. 995).”;

34) po art. 53 dodaje się art. 53a w brzmieniu:

„Art. 53a. Przepisów art. 52 i 53 nie stosuje się do urządzeń i instalacji oraz obiektów związanych z obronnością lub bezpieczeństwem państwa, stanowiących integralne części systemów techniki wojskowej lub uzbrojenia, ratowniczo-gaśniczych oraz ochrony granic lub stosowanych w więziennictwie, należących do jednostek, o których mowa w art. 21a.”;

35) w art. 54:

a) w ust. 3 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) właściwych ministrów i Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a – w zakresie eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych, gazowych i ciepłych w jednostkach organizacyjnych podległych tym ministrom lub Szefom Agencji,”

b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Minister właściwy do spraw gospodarki, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw transportu oraz Ministrem Obrony Narodowej, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady stwierdzenia posiadania kwalifikacji przez osoby, o których mowa w ust. 1.”,

c) dodaje się ust. 7 w brzmieniu:

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

- 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.”;

36) w art. 56 w ust. 1:

a) pkt 1a otrzymuje brzmienie:

„1a) nie przestrzega obowiązków zakupu energii elektrycznej lub ciepła, nałożonych przepisami art. 9a,”

b) w pkt 13 kropkę na końcu zastępuje się przecinkiem oraz dodaje się pkt 14 i 15 w brzmieniu:

„14) z nieuzasadnionych powodów wstrzymuje lub ogranicza dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców,

15) z nieuzasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem zainteresowanych podmiotów o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4 ust. 6 i art. 7 ust. 1.”;

37) skreśla się art. 65.

Art. 2. Odbiorcy, którzy uzyskali prawo do korzystania z usług przesyłowych na podstawie przepisów dotychczasowych, zachowują prawo do korzystania z tych usług po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 3. Zatwierdzone lub obowiązujące taryfy, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, zachowują ważność do czasu wprowadzenia nowych taryf jako obowiązujących dla określonych w nich odbiorców.

Art. 4. 1. Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczasowych przepisów zachowują prawo do sprawdzania kwalifikacji, o których mowa w art. 54 ust. 1 ustawy, o której mowa w art. 1, do upływu okresu, na który zostały powołane.

2. Świadectwa kwalifikacyjne wydane na podstawie przepisów dotychczasowych zachowują moc przez okres w nich oznaczony.

Art. 5. Przepisy wykonawcze wydane przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie upoważnień zmienionych tą ustawą zachowują moc, o ile nie są z nią sprzeczne, do czasu wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 6. Do spraw wszczętych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, a niezakończonych decyzją ostateczną stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 7. 1. Przepisy:

- 1) art. 1 pkt 3 lit. b) w zakresie dotyczącym art. 4 ust. 4 i 5,
- 2) art. 1 pkt 4 w zakresie dotyczącym art. 4a ust. 3 i art. 4b ust. 2,
- 3) art. 1 pkt 10 w zakresie dotyczącym art. 9c ust. 7,
- 4) art. 1 pkt 11 w zakresie dotyczącym art. 11 ust. 9,
- 5) art. 1 pkt 12,
- 6) art. 1 pkt 17 lit. c),
- 7) art. 1 pkt 22

– stosuje się od dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej.

2. Do dnia uzyskania przez Rzeczpospolitą Polską członkostwa w Unii Europejskiej:

- 1) przepis art. 4 ust. 2 ustawy, o której mowa w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się w zakresie dotyczącym usług przesyłowych polegających na przesyłaniu paliw gazowych, które są wydobywane, albo energii elektrycznej lub ciepła, które są wytwarzane wyłącznie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- 2) przepis art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy, o której mowa w art. 1, stosuje się w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 8. Ustawa wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2003 r., z wyjątkiem przepisu art. 1 pkt 28, który wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

USTALANIE CEN WĘGLA BRUNATNEGO PO UCHYLENIU ART. 48 PRAWA ENERGETYCZNEGO

Ryszard Taradejna

Z dniem 1 stycznia 2003 r. traci moc art. 48 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾, regulujący zagadnienie ustalania cen węgla brunatnego stosowanych przez kopalnie w stosunku do elektrowni. Wywrze to daleko idące skutki – dla samych kopalń, dla elektrowni, a także – w dalszej kolejności – dla odbiorców energii elektrycznej.

I. Przypomnijmy, że w myśl art. 48 ust. 1 Prawa energetycznego (obowiązującego do 31 grudnia 2002 r.) – „ceny węgla brunatnego stosowane przez kopalnie w stosunku do elektrowni podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE”, a ust. 2 przesądza, że „do zatwierdzania cen, o których mowa w ust. 1, stosuje się odpowiednio przepisy art. 45 i art. 47 ust. 2 i ust. 3 pkt 1 oraz ust. 4”, przy czym ust. 3 upoważnia Ministra Gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, szczegółowych zasad kształtowania tych cen²⁾.

Z kolei art. 47 ust. 2 stanowi, że „Prezes URE, w terminie 30 dni, zatwierdza taryfę (taryfę przedsiębiorstwa energetycznego – przyp. RT) bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 45 (...)”, a w myśl ust. 3 pkt 1 – Prezes URE „ogłasza w Biuletynie URE, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych i energii elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy”, przy czym w myśl ust. 4 – „taryfa może obowiązywać nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia jej publikacji”. Z kolei art. 45 dosyć szczegółowo reguluje zasady kształtowania taryfy, istotnie ograniczając swobodę w tym zakresie, zarówno swobodę przedsiębiorcy – opracowującego swoją taryfę, jak i Prezesa URE – który ją analizuje przed podjęciem decyzji o jej zatwierdzeniu (lub o odmowie zatwierdzenia).

Zastosowanie tych przepisów do ustalania cen węgla brunatnego stosowanych przez kopalnie w stosunku do elektrowni powoduje więc istotne ograniczenie swobody kopalni w zakresie ustalania cen węgla –

w stosunku do pewnej części sprzedawanego przez siebie węgla.

Ustawa z dnia 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 135, poz. 1144), która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2003 r. (z pewnymi wyjątkami) uchyła omawiany art. 48 – dokonuje tego art. 1 pkt 31. Oznacza to, że z dniem tym do cen węgla brunatnego stosowanych przez kopalnie w stosunku do elektrowni – ponownie, w pełnym zakresie będzie miała zastosowanie ustawa o cenach. Jednakże jest to już inna ustawa niż ta, która miała zastosowanie poprzednio, a jej uregulowania, dotyczące omawianego problemu, są diametralnie odmienne (o czym – dalej).

II. Obowiązująca w dniu wejścia w życie Prawa energetycznego ustawa z dnia 26 lutego 1982 r. o cenach (Dz. U. z 1988 r. Nr 27, poz. 195 z późn. zm.), miała pierwotnie zastosowanie do omawianych cen, jednakże w art. 25 ust. 1 dodano pkt 4, który przesądził – że „ustawy nie stosuje się do cen i taryf ustalanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne” (dokonała tego właśnie ustawa – Prawo energetyczne). Przepisy obecnie obowiązującej ustawy z dnia 5 lipca 2001 r. o cenach (Dz. U. Nr 97, poz. 1050) również nie mają zastosowania do tych cen – do 31 grudnia 2002 r. – ale tylko w zakresie uregulowanym w Prawie energetycznym, o czym ustawa o cenach przesądza wprost w art. 1 ust. 2 pkt 2. Przepis ten stanowi bowiem, że: „przepisów ustawy nie stosuje się do cen ustalanych na podstawie odrębnych ustaw, w zakresie uregulowanym w tych ustawach”.

W związku z uchyleniem art. 48 Prawa energetycznego warto mieć na uwadze, że ustawa z dnia 5 lipca 2001 r. o cenach w art. 2 ust. 1 deklaruje swobodę kształtowania cen: „ceny towarów i usług uzgadniają strony zawierające umowę, z zastrzeżeniem ust. 2”. Ten z kolei przepis postanawia, że „ograniczenia swobody uzgadniania cen mogą być wprowadzone wyłącznie (podkreślenie – RT) na podstawie art. 4, 5 i 8”. Przepisy te zawierają regulację dotyczącą stosowania cen urzędowych, którą to ceną w rozumieniu tej ustawy jest cena ustalona w rozporządzeniu wydanym przez właściwy organ administracji rządowej lub w uchwale wydanej przez organ stanowiący właściwej jednostki samorządu terytorialnego (por. art. 3 ust. 1 pkt 7). Możliwość wprowadzenia cen urzędowych jest obecnie bardzo ograniczona. Art. 5 reguluje kwestię ustalania tych cen na środki farmaceutyczne i materiały medyczne, a art. 8 upoważnia radę gminy i radę powiatu do ustalania cen urzędowych za usługi przewozowe

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

2) Patrz rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania cen węgla brunatnego (Dz. U. Nr 132, poz. 868).

transportu zbiorowego. Nieograniczoną przedmiotowo możliwość wprowadzenia tych cen daje natomiast art. 4 ust. 1, jednak tylko w wyjątkowej sytuacji, a kompetencję w tym zakresie umiejscowiono bardzo wysoko. Otóż w myśl tego przepisu „w razie szczególnych zagrożeń dla właściwego funkcjonowania gospodarki państwa Rada Ministrów może, w drodze rozporządzenia, określić wykaz towarów lub usług, na które ustala się ceny urzędowe i marże handlowe urzędowe, z zastrzeżeniem art. 5 i 8”, jednak Rada Ministrów nie skorzystała dotychczas z tego upoważnienia.

Z powyższego wynika, że z dniem 1 stycznia 2003 r. do ustalania cen węgla brunatnego stosowanych przez kopalnie w stosunku do elektrowni zastosowanie będzie miał cytowany wyżej art. 2 ust. 1 ustawy o cenach, deklarujący swobodę kształtowania cen.

III. Z dniem utraty mocy przez art. 48 ustawy – Prawo energetyczne utraci oczywiście moc obowiązującą wydane na podstawie art. 48 ust. 3 rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 października 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania cen węgla brunatnego (Dz. U. Nr 132, poz. 868), a także wydane na podstawie art. 48 ust. 1 decyzje administracyjne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zatwierdzające ustalone przez kopalnie ceny węgla brunatnego stosowane przez te kopalnie w stosunku do elektrowni. Wynika to z faktu, że ustawa nowelizująca Prawo energetyczne nie zawiera przepisu utrzymującego ich obowiązywanie w okresie przejściowym.

Pewne wątpliwości może budzić art. 5 ustawy nowelizującej, przewidujący dalsze obowiązywanie, przez okres przejściowy, dotychczasowych przepisów wykonawczych, w zakresie w jakim nie są sprzeczne z nową regulacją ustawową. Należy więc podkreślić, że w art. 5 mowa jest o przepisach wykonawczych wydanych na podstawie upoważnień **zmienionych** tą ustawą (co gwarantuje pewną ciągłość obowiązującego prawa), a art. 48 został **uchylony w całości**, a więc także ust. 3, zawierający upoważnienie do wydania przepisów wykonawczych.

W związku z powyższym warto pamiętać o regulacji zawartej w art. 162 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z 2001 r. Nr 49, poz. 509 oraz z 2002 r. Nr 113, poz. 984). Otóż w myśl § 1 pkt 1 tegoż artykułu – „organ administracji publicznej, który wydał decyzję w pierwszej instancji, stwierdza jej wygaśnięcie, jeżeli decyzja (...) stała się bezprzedmiotowa, a stwierdzenie wygaśnięcia takiej decyzji nakazuje przepis prawa albo gdy leży to w interesie społecznym lub w interesie strony”, a § 3 stanowi, że „organ stwierdza wygaśnięcie decyzji (...) na podstawie przepisów § 1 (...) w drodze decyzji”.

IV. Może też zdarzyć się, że w dniu 1 stycznia 2003 r. przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki toczyć się będzie postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia nowej ceny węgla brunatnego, wszczęte na wniosek zainteresowanej kopalni. Należy więc mieć na uwa-

dze regulację zawartą w art. 105 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego, który stanowi: „gdy postępowanie z jakiegokolwiek przyczyny stało się bezprzedmiotowe, organ administracji publicznej wydaje decyzję o umorzeniu postępowania”.

Należy przyznać, że istotne wątpliwości interpretacyjne powoduje art. 6 ustawy nowelizującej, stanowiący, że „do spraw wszczętych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, a nie zakończonych decyzją ostateczną stosuje się przepisy dotychczasowe”. Uprawniony wydaje się jednak pogląd, że przepis ten ma zastosowanie wyłącznie do spraw, które również po wejściu w życie ustawy nowelizującej podlegały będą regulacji zawartej w Prawie energetycznym (w tym przypadku chodzi o zatwierdzanie taryf przedsiębiorstw energetycznych). Nadto, przepis ten należy odczytywać w kontekście art. 5, który przewidział wprawdzie przejściowe obowiązywanie dotychczasowych przepisów wykonawczych, ale tylko w zakresie, w jakim nie są one sprzeczne z nową regulacją ustawową i z ograniczeniem – że dotyczy to tylko przepisów wydanych na podstawie upoważnień zmienianych. Za rozumowaniem takim przemawia również interpretacja celowościowa – skoro utracą moc wszystkie wydane na podstawie art. 48 Prawa energetycznego decyzje Prezesa URE zatwierdzające ceny węgla, wobec liberalizacji w tym zakresie wyrażonej uchynieniem tego przepisu, to nielogiczne byłoby kontynuowanie postępowania w stosunku do jednej lub kilku kopalni, które z niezrozumiałych powodów zdecydowałyby się na wystąpienie o zatwierdzenie cen na podstawie dotychczasowych przepisów, w sytuacji gdy ustawa nowelizująca została ogłoszona w sierpniu 2002 r.

Wypada też zauważyć, że odmienna interpretacja powodowałaby także niezrozumiałe, przypadkowe wręcz zróżnicowanie praw poszczególnych kopalni i elektrowni. Warto także pamiętać, że przy takiej interpretacji omawianego przepisu zainteresowane kopalnie mogłyby „wymknąć” się z zawartej w nim pułapki, przez zwykłe wycofanie wniosku o zatwierdzenie ceny węgla – na kilka dni przed 1 stycznia 2003 r.

V. Należy mieć także na uwadze, że na swobodę zawierania umów wywiera wpływ także regulacja zawarta w ustawie z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny³⁾.

3) Dz. U. z 1964 r. Nr 16, poz. 93, z 1971 r. Nr 27, poz. 252, z 1976 r. Nr 19, poz. 122, z 1982 r. Nr 11, poz. 81, Nr 19, poz. 147 i Nr 30, poz. 210, z 1984 r. Nr 45, poz. 242, z 1985 r. Nr 22, poz. 99, z 1989 r. Nr 3, poz. 11, z 1990 r. Nr 34, poz. 198, Nr 55, poz. 321 i Nr 79, poz. 464, z 1991 r. Nr 107, poz. 464 i Nr 115, poz. 496, z 1993 r. Nr 17, poz. 78, z 1994 r. Nr 27, poz. 96, Nr 85, poz. 388 i Nr 105, poz. 509, z 1995 r. Nr 83, poz. 417, z 1996 r. Nr 114, poz. 542, Nr 139, poz. 646 i Nr 149, poz. 703, z 1997 r. Nr 43, poz. 272, Nr 115, poz. 741, Nr 117, poz. 751 i Nr 157, poz. 1040, z 1998 r. Nr 106, poz. 668 i Nr 117, poz. 758, z 1999 r. Nr 52, poz. 532, z 2000 r. Nr 22, poz. 271, Nr 74, poz. 855 i 857, Nr 88, poz. 983 i Nr 114, poz. 1191, z 2001 r. Nr 11, poz. 91, Nr 71, poz. 733, Nr 130, poz. 1450 i Nr 145, poz. 1638 oraz z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 130, poz. 1450 i Nr 141, poz. 1176.

W szczególności uwzględnić należy przepisy art. 535 – 555, zamieszczone w Dziale I – „Przepisy ogólne” Tytułu XI – „Sprzedaż” Księgi Trzeciej – „Zobowiązania”. Należy także pamiętać o art. 353¹, który stanowi że „strony zawierające umowę mogą ułożyć stosunek prawny według swego uznania, byleby jego treść lub cel nie sprzeciwiały się właściwości (naturze) stosunku, ustawie ani zasadom współżycia społecznego”.

Należy wreszcie uwzględnić fakt, że utrata, z dniem 1 stycznia 2003 r., mocy obowiązującej art. 48 ustawy – Prawo energetyczne nie oznacza, że już z tym dniem wszystkie kopalnie będą mogły zastosować nowe ceny w stosunku do wszystkich elektrowni. Należy bowiem

uwzględnić choćby fakt, że podmioty te mają zawarte umowy sprzedaży i że umowy te są bardzo różnie zredagowane, w tym także co do warunków ich wypowiedzenia.



Autor jest dyrektorem Biura Prawnego URE

ODMOWA ZMIANY OBOWIĄZUJĄCEJ TARYFY W ORZECZNICTWIE SĄDU ANTYMONOPOLOWEGO

Marek Zawiska

Nie można uznać za godny ochrony interesu przedsiębiorstwa energetycznego, polegającego na niwelowaniu skutków ekonomicznych, wynikających z normalnego ryzyka gospodarczego – uznał Sąd Antymonopolowy oddalając odwołanie od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE) odmawiającej zatwierdzenia zmiany taryfy.

Zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej regionalne przedsiębiorstwo energetyczne (Powód) wniosło odwołanie od decyzji Prezesa URE, odmawiającej zatwierdzenia zmiany taryfy dla energii elektrycznej. Argumentem uzasadniającym, zdaniem Powoda, zatwierdzenie zmiany taryfy było zatwierdzenie przez Prezesa URE taryfy przedsiębiorstwa energetycznego Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE), od których Powód dokonuje zakupu energii elektrycznej. Zatwierdzenie taryfy PSE nastąpiło później niż zatwierdzenie taryfy Powoda, a ponieważ zawarte w nowej taryfie PSE stawki opłat były wyższe od planowanych przez Powoda – wynikające stąd wyższe koszty zakupu energii elektrycznej nie mogły być, zdaniem Powoda, uwzględnione w zatwierdzonej wcześniej jego taryfie. W konsekwencji odmowa zatwierdzenia zmiany taryfy powoduje, zdaniem Powoda, powstanie strat w prowadzonej przez niego działalności.

Ustosunkowując się do odwołania Prezes URE stwierdził, że wniosek Powoda o zatwierdzenie zmiany taryfy został potraktowany jako wniosek o zmianę decyzji administracyjnej (zatwierdzającej taryfę) w trybie art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego. Przepis ten stanowi, że „decyzja ostateczna, na mocy której strona nabyła prawo, może być w każdym czasie za zgodą strony

uchylona lub zmieniona przez organ administracji publicznej, który ją wydał, lub przez organ wyższego stopnia, jeżeli przepisy szczególne nie sprzeciwiają się uchyleniu lub zmianie takiej decyzji i przemawia za tym interes społeczny lub słuszny interes strony”. Warunkiem zatwierdzenia zmiany taryfy w tym trybie jest więc m.in. stwierdzenie istnienia **interesu społecznego** lub **słusznego interesu strony**. W ocenie Prezesa URE nie zachodziła żadna z tych przesłanek. Nadto, podwyżki cen energii dają silny impuls inflacyjny, a Prezes URE obowiązany jest równoważyć interesy przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii – zgodnie z art. 23 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne¹⁾.

Sięgając do dorobku orzecznictwa sądowego należy odnotować, że Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z dnia 14 kwietnia 1995 r. (sygn. akt III SA 1115/94), rozpatrując skargę na decyzję innego organu, stwierdził, że: „Kryteria leżące u podstaw możliwości stosowania normy w art. 155 kpa w postaci „interesu społecznego lub słusznego interesu strony” nie są w żaden sposób zdefiniowane, co oznacza, że wymagają oceny – zinterpretowania w każdym konkretnym przypadku.”. Natomiast w wyroku z dnia 18 lutego 2000 r. (sygn. akt V SA 1346/99) tenże Sąd wyraził pogląd, zgodnie z którym „Istnienie interesu społecznego lub słusznego, a więc kwalifikowanego inte-

1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, 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).

resu strony musi być ustalone w konkretnej sprawie i musi uzyskać zindywidualizowaną treść, wynikającą ze stanu faktycznego i prawnego sprawy. Słuszny interes strony, a więc taki, który jest godny ochrony i nie stoi w sprzeczności z prawem powinien być oceniony przez organ według wynikającej z art. 7 kpa zasady załatwienia sprawy w sposób zgodny ze słusznym interesem strony.”.

Sąd Antymonopolowy, w wyroku z dnia 18 września 2002 r. (sygn. akt XVII Ame 115/01), **oddalającym odwołanie Powoda**, stwierdził, iż konieczną przesłanką do zmiany decyzji Prezesa URE, zatwierdzającej taryfę Powoda, było istnienie interesu społecznego lub słusznego interesu strony. Powód nie twierdził, iż w rozpoznawanej sprawie za zmianą prawomocnej decyzji przemawiał interes społeczny, a także nie kwestionował stanowiska Prezesa URE, iż podwyżka cen energii stanowi impuls inflacyjny, co nie jest korzystne społecznie. Rozpatrzenia wymagała zatem, zdaniem Sądu Antymonopolowego, kwestia, czy istniała druga z wymienionych w art. 155 Kpa przesłanek zmiany prawomocnej decyzji, tj. **słuszny interes strony**.

Sąd, oddalając odwołanie, wyraził następujący pogląd: „Ustawodawca jednoznacznie wskazał, że nie każdy interes strony może stanowić podstawę zmiany prawomocnej decyzji, a jedynie taki, któremu można przydać przymiot „słuszności”. Słuszny interes strony, a więc taki, który jest godny ochrony, podlega każdorazowo zindywidualizowanej ocenie organu administracyjnego. Rozstrzygnięcia wydawane na podstawie art. 155 k.p.a. są więc zawsze oparte na konstrukcji uznania administracyjnego.

W rozpoznawanej sprawie, organ administracyjny (Prezes URE – przyp. MZ) dokonał więc oceny, czy bezsprzeczny interes powoda w stosowaniu wyższych stawek taryfowych jest interesem słusznym w rozumieniu art. 155 k.p.a.

W ocenie Sądu Antymonopolowego celem regulacji w zakresie taryf, realizowanym za pośrednictwem uprawnienia Prezesa URE do zatwierdzania taryf jest stworzenie rynku konkurencyjnego, co wynika z treści art. 49 ustawy – Prawo energetyczne. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14.12.2000 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), cel ten potwierdza, wprowadzając zasadę kalkulowania uzasadnionych kosztów prowadzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną (...) na podstawie **planowanych** (podkreślenie – MZ) rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym kosztów finansowych związanych z obsługą kredytów bankowych, z wyłączeniem odsetek i opłat za nieterminowe realizowanie zobowiązań.

Przedsiębiorstwo energetyczne jest zatem uczestnikiem rynku energetycznego, poprzez zawierane i realizowane umowy cywilnoprawne. Jego obowiązkiem jest więc tworzenie stosunków cywilnoprawnych w taki sposób, aby w ramach ich wykonywania i realizowania wynikającego

z art. 354 kodeksu cywilnego obowiązku współdziałania, miało możliwość planowania rocznych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej.

Przedsiębiorstwo energetyczne, w ramach ryzyka gospodarczego związanego z prowadzoną przez nie działalnością, ponosi koszty wynikające z nietrafnych ocen, co do wysokości planowanych kosztów. Równocześnie, jest ono beneficjentem korzyści uzyskiwanych w przypadku, gdy koszty rzeczywiste okażą się niższe od planowanych.

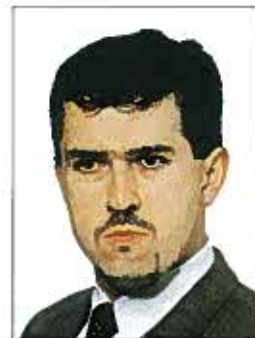
W ocenie Sądu Antymonopolowego, za godny ochrony nie można uznać interesu strony, polegającego na niwelowaniu skutków ekonomicznych, wynikających z normalnego ryzyka gospodarczego (podkreślenie – MZ).

Przepis art. 155 Kpa ma charakter nadzwyczajny, na co wskazuje nawet jego usytuowanie²⁾, gdyż narusza porządek prawny wynikający z prawomocnej decyzji. Jego zastosowanie muszą zatem uzasadnić racje o **charakterze nadzwyczajnym** (podkreślenie – MZ), których strona nie mogła przewidzieć zachowując należyłą staranność.

W rozpoznawanej sprawie, powód nie wskazał swoich działań, jakie podjął przy planowaniu kosztów swojej działalności, dla oszacowania planowanych kosztów zakupu energii i usług od PSE S.A. Nie wskazał także, że nie miał możliwości wprowadzenia do umów z tym kontrahentem, klauzul gwarantujących mu, z odpowiednim wyprzedzeniem, wiedzę co do planów taryfowych PSE S.A.

Zwrócić należy uwagę, że odmienna wykładnia, umożliwiająca przenoszenie wszystkich podwyżek cen wprost na konsumentów, przeciwdziałałaby kształtowaniu się rynku energetycznego po stronie popytowej. Dystrybutor energii nie oddziaływałby rynkowo na jej producenta, zmuszając go do ograniczania wzrostu cen, zwiększania efektywności itp. W konsekwencji, przeciwdziałałoby to powstaniu rynku konkurencyjnego.” (podkreślenie – MZ).

W konsekwencji Sąd Antymonopolowy stwierdził, że „Skoro zatem nie przemawiał za zmianą decyzji (...) (zatwierdzającej taryfę Powoda – przyp. MZ) słuszny interes strony, trafne było rozstrzygnięcie zaskarżonej decyzji (...). Z tych względów odwołanie należało oddalić, wobec braku podstaw do jego uwzględnienia (art. 479⁵³ § 1 k.p.c.).”.



Autor jest pracownikiem Biura Prawnego URE

2) Jest to rozdział 13 zatytułowany „Uchylenie, zmiana oraz stwierdzenie nieważności decyzji” – przypis MZ.

NIE KAŻDA DROGA JEST WŁAŚCIWA

– Jak obywatele starają się dochodzić swoich racji

Grażyna Dylewska

Naczelny Sąd Administracyjny odrzucił wniosek Państwa K. o przywrócenie terminu do wniesienia skargi na decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE), a także skargę (wniosek), w której żądali zasądzenia odszkodowania od Prezesa URE oraz odwołania go z urzędu.

Wielu obywateli nie ma (lub: nie chce mieć) świadomości wynikającej z art. 7 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej zasady, że organy władzy publicznej mogą działać tylko **na podstawie i w granicach prawa**. A przecież także Kodeks postępowania administracyjnego (ustawa pochodząca z 1960 r.) stanowi w art. 6, że organy administracji publicznej działają na podstawie przepisów prawa, uzupełniając w art. 19, że organy te mają przestrzegać z urzędu swojej właściwości.

Działania organów państwa muszą być zgodne z tymi zasadami, czyli muszą być podejmowane na podstawie ustaw oraz aktów wykonawczych, wydanych na podstawie tych ustaw i w celu ich wykonania.

Brak znajomości przez niektórych rodaków podstawowych zasad prawa przejawia się m.in. w tym, że mając do załatwienia jakiś interes piszą w tej samej sprawie do wielu różnych organów władzy publicznej, licząc że któryś z nich załatwi ich sprawę. Zdarza się, że w jednej sprawie zaangażowanych jest jednocześnie kilka organów samorządowych, kilku ministrów i kilka sądów, a także Premier i Prezydent Polski.

Przykładem tego może być sprawa Państwa K., którzy, mając spór z przedsiębiorstwem energetycznym dotyczącą nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej do ich obiektów, wystąpili do Prezesa URE z wnioskiem o jego rozstrzygnięcie – w trybie art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.). Prezes URE, po przeprowadzeniu postępowania w tej sprawie, wydał decyzję, której rozstrzygnięcie nie satysfakcjonowało Wnioskodawców. W związku z tym Państwo K. od decyzji tej wnieśli odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Antymonopolowego, zgodnie z przysługującym im prawem. Jednocześnie jednak wystąpili o załatwienie ich sprawy do Prezesa Rady Ministrów, a także do Ministra Sprawiedliwości – o wniesienie „sprzeci-

wu” od decyzji Prezesa URE i o „wszczenie postępowania”.

Nadto, skierowali skargę do Naczelnego Sądu Administracyjnego na wspomnianą decyzję Prezesa URE, domagając się także zasądzenia odszkodowania od tego organu oraz odwołania Prezesa URE. Wnieśli również o przywrócenie terminu do wniesienia skargi na wspomnianą decyzję.

Naczelny Sąd Administracyjny postanowieniem z dnia 27 czerwca 2002 r. (sygn. akt II SAB 101/02) **odrzucił** skargę Państwa K. W uzasadnieniu tego postanowienia Sąd stwierdził, że do jego kompetencji nie należą sprawy związane z zasądzeniem odszkodowań od organu administracji publicznej oraz z odwoływaniem z urzędu takiego organu. Sąd stwierdził również, że nie jest także właściwy do rozpoznania skargi na decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wydaną w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzygającą spór pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą, a w konsekwencji nie jest także właściwy do rozpoznania wniosku o przywrócenie terminu do wniesienia środka zaskarżenia od takiej decyzji. Do rozpoznania odwołania od wspomnianej decyzji – zwrócił uwagę NSA – właściwy jest bowiem Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Antymonopolowy, stosownie do art. 30 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Jak wspomniałam wyżej, Państwo K. wnieśli odwołanie do Sądu Antymonopolowego i obecnie oczekują na rozpatrzenie sprawy przez ten Sąd.



Autorka jest pracownikiem Biura Prawnego URE

GŁOS W DYSKUSJI O MODELU RYNKU GAZU ZIEMNEGO W POLSCE

Andrzej Kania

Wprowadzenie

Prawo energetyczne¹⁾ stworzyło fundamenty do budowy nowoczesnego rynku energii w Polsce. Są nimi przede wszystkim:

- 1) zasada rozdziału działalności ..., w tym obrotu energią,
- 2) zasada dostępu stron trzecich do sieci przy istnieniu niezależnego organu regulacyjnego czuwającego nad przestrzeganiem reguł gry przez wszystkich uczestników rynku energii.

Czy rynek energii w Polsce będzie rynkiem nowoczesnym, tj. takim, który przy jednoczesnym bezwarunkowym spełnieniu fundamentalnej zasady bezpieczeństwa energetycznego państwa, zapewni odbiorcom energii możliwie do osiągnięcia w danym okresie i otoczeniu konkurencyjne (możliwie niskie) ceny energii, w efekcie poprawiając konkurencyjność całej gospodarki, zależy od wielu czynników, w tym istotnie od sposobu realizacji zasady rozdziału działalności i zasady dostępu stron trzecich.

W niniejszym artykule skoncentruję się wyłącznie na następujących zagadnieniach:

- rynek gazu a obrót gazem,²⁾
- rola taryf transportowych w kształtowaniu się i rozwoju rynku gazu.

Rynek gazu a obrót gazem

Podstawą konkurencji na każdym rynku, w tym i rynku obrotu gazem jest istnienie dwóch możliwości dla każdego z uczestników rynku:

- wyboru sprzedawcy (dostawcy),
- pozyskania odbiorcy.

Aktualnie najślabszą stroną rynku gazu w Polsce jest właśnie brak możliwości wyboru dostawcy i pod tym względem nie zanoszą się w najbliższym czasie na lepsze. Przyjęty przez Rząd w sierpniu 2002 r. „Program restrukturyzacji i prywatyzacji sektora gazowego” aczkolwiek zakłada wiele rozwiązań idących we właściwym kierunku, to jednak pomija istotny aspekt jakim byłoby oddzielenie od spółki przesyłowo-magazynowej działalności w zakresie obrotu gazem (zarówno jeśli chodzi o import jak i handel hurtowy). Co prawda ani Prawo energetyczne ani Dyrektywa gazowa³⁾, której przepisy powinniśmy

już uwzględniać zakładając nasze bliskie wstąpienie do Unii Europejskiej, nie wymuszają „prawnego” wydzielenia działalności w zakresie obrotu gazem, konieczne jest zaś wydzielenie „księgowo”, to jednak w wielu krajach europejskich postępuje proces wydzielenia funkcjonalnego obrotu.

Niewątpliwie mają rację ci, którzy twierdzą, że dla rozwoju konkurencyjnego rynku gazu poważne ograniczenie stanowi niewielka liczba dostawców gazu i ich monopolistyczny charakter. Jednakże należy zauważyć, że nawet dostawca, który ma pozycję bliską monopolu, jest zależny od odbiorcy tym bardziej, im pozycja odbiorcy jest silniejsza. O sile odbiorcy gazu decydują przede wszystkim trzy czynniki:

- 1) możliwości zastąpienia gazu innym konkurencyjnym paliwem,
- 2) wielkość odbioru gazu,⁴⁾
- 3) możliwości „optymalizacji portfela zakupów gazu ziemnego”.

Dwa pierwsze, które wydają się oczywiste nie będą dalej rozważane, zaś w przypadku trzeciego nieco uwagi należy poświęcić tematowi ostatnich kilkunastu miesięcy, a mianowicie dywersyfikacji zakupów gazu.

Dywersyfikacja zakupów gazu może spełniać ważną rolę w strategii rozwoju kraju, strategii przedsiębiorstwa energetycznego (gazowniczego) ale i również dużego odbiorcy gazu pozwalając na obniżenie ryzyka prowadzonych działalności, zwiększenie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych, płynne dostosowywanie do zmieniających się warunków rynkowych itd.

Jest jednak jeszcze jedna bardzo ważna kwestia, która w dużej mierze determinuje możliwość właściwego wykorzystania jej walorów, czyli sprawa właściwego – z punktu widzenia optymalizacji kosztów – doboru struktury umów zakupowych.

Realizacja zakupów gazu może być dokonywana zarówno ze źródeł krajowych jak i z importu – poprzez:

- umowy zakupowe długo- i średnioterminowe,
- umowy zakupowe krótkoterminowe,
- umowy okazyjne i uzupełniające,
- giełdy i inne rynkowe formy zakupów.

Nowoczesne europejskie przedsiębiorstwa gazownicze zajmujące się obrotem gazem korzystają z różnych form zakupu odpowiednio do potrzeb rynku, optymalizując strukturę zakupów.

- 4) Udział w portfelu sprzedaży dostawcy.

1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 ze zm.).

2) Gaz – gaz ziemny rozprowadzany siecią.

3) Dyrektywa 98/30/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego.

W tej strukturze nadal ważną rolę zajmują umowy długoterminowe, jakkolwiek wzorem krajów Ameryki Północnej w wielu krajach terminem tym określa się aktualnie umowy podpisywane na 5-10 lat, a nie 20-25, jak praktykowano w latach 70-90.

Coraz większy udział w portfelu zamówień mają jednak umowy krótkoterminowe – podpisywane na okres do 1 roku.

Najważniejszą jednak zmianą, jaka zaszła na europejskich rynkach gazu, jest pojawienie się w wielu krajach giełdowych form zakupów i sprzedaży gazu, które już aktualnie stanowią ważną pozycję w bilansie obrotu paliwami gazowymi wielu z tych krajów.

Istniejące zaś w Polsce rozwiązania polegające na tym, że o podaży gazu decydują przede wszystkim długoterminowe kontrakty na jego zakup, nie jest rozwiązaniem najlepszym⁵⁾. Gdy uwzględnimy przy tym wydobycie krajowe kontrolowane przez jeden podmiot, to udział rynku gazu, który może zostać poddany siłom wolnorynkowym jest bardzo ograniczony.

Zakładane wydzielenie spółki poszukiwawczo-wydobywczej, która w 100% będzie zależna od spółki przesyłowo-magazynowej prawdopodobnie niewiele zmieni, poza potencjalną możliwością utrzymania wielkich odbiorców gazu, poprzez zaproponowanie im gazu ze źródeł krajowych, którego cena jest atrakcyjniejsza. Niestety odbije się to na pozostałych odbiorcach, gdyż dla nich portfel zakupu stanie się droższy.

Dość często wskazuje się na konkwencje kontraktu jamalskiego, jako kluczowego dla kwestii powodzenia restrukturyzacji i prywatyzacji sektora gazowego w Polsce. Jest w tym niewątpliwie wiele prawdy, ale czy nie należałoby nieco zmienić filozofię myślenia i w trakcie przemysłanych negocjacji z partnerem rosyjskim rozważyć cesję tego kontraktu na wydzieloną z PGNiG spółkę obrotu i/lub pozostałych uczestników rynku gazu w określonych proporcjach⁶⁾, mając na względzie docelowy model rynku gazu w Polsce, w którym udział gazu pochodzącego z kontraktów długoterminowych powinno się ograniczać do niezbędnego minimum wynikającego z potrzeb zapewnienia minimalnego – niezbędnego poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwa w długim okresie.

Wniosek: *Działaniami pożądanymi dla rozwoju rynku gazu w Polsce jest promowanie i stwarzanie podstaw prawnych dla możliwie dużej „KONKURENCJI GAZU z GAZEM”.*

- 5) Dysponujemy już wiedzą i doświadczeniami z sektora energii elektrycznej w tym jego struktury, należałoby więc wykorzystać te doświadczenia, w tym przede wszystkim doświadczenia negatywne w odniesieniu do Kontraktów Długoterminowych i działalności Obrotu.
- 6) O ile byłoby to możliwe do wynegocjowania z partnerem rosyjskim.

Rola taryf transportowych (przesyłanie, dystrybucja) w kształtowaniu się i rozwoju rynku gazu

Warunkiem konkurencji na rynku gazu jest zapewnienie prawa dostępu do sieci na zasadach przejrzystych i nie dyskryminujących żadnej ze stron jednokrotnych wobec wszystkich uczestników rynku. Bardzo istotna jest również symetria otwierania rynku w poszczególnych państwach. Znajduje to odzwierciedlenie w zapisach Dyrektywy gazowej.

Zgodnie bowiem z Dyrektywą, dostęp do systemu powinien być otwarty i powinien prowadzić do dostatecznego oraz, tam gdzie to właściwe, porównywalnego poziomu otwarcia rynków w poszczególnych państwach członkowskich. Przy czym otwarcie rynków nie powinno stwarzać niepożądanego zachwiania równowagi w warunkach konkurencji przedsiębiorstw w poszczególnych państwach członkowskich.

Art. 16 Dyrektywy gazowej stanowi, że „Państwa członkowskie, które wybiorą zasadę dostępu regulowanego (a taka jest przyjęta w polskim Prawie energetycznym – przyp. AK) podejmą środki konieczne dla zapewnienia przedsiębiorstwom gazowniczym oraz uprawnionym odbiorcom, znajdującym się zarówno w obrębie jak i poza terytorium objętym wzajemnie połączonym systemem, prawa dostępu do systemu w oparciu o opublikowane taryfy i/lub inne warunki i zobowiązania związane z korzystaniem z tego systemu. Prawo dostępu dla uprawnionych odbiorców może być zagwarantowane w drodze umożliwienia im zawierania kontraktów na dostawy z konkurencyjnymi przedsiębiorstwami gazowniczymi, innymi aniżeli właściciel i/lub operator systemu lub przedsiębiorstwo zależne.”

Wobec powyższego istotną rolę w kształtowaniu się i rozwoju rynków gazu odgrywają taryfy transportowe, a szerzej wszystkie usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych odbiorcy.

W niemal wszystkich dużych krajach europejskich, w tym w Wielkiej Brytanii, Francji, Niemczech, Holandii, Belgii, Hiszpanii i Włoszech wprowadzono nowe transportowe systemy taryfowe, dostosowane do potrzeb TPA, a więc potrzeb związanych z liberalizacją rynków.

W uproszczeniu taryfy te można scharakteryzować następująco:

- są wielopoziomowe – składają się co najmniej z 3 poziomów:
 - poziom 1 – krajowe systemy przesyłowe o ciśnieniach > 4 MPa oraz średnicach > 700 mm (oba warunki spełniane równocześnie),
 - poziom 2 – regionalne systemy przesyłowe, w których nie jest spełniany jeden z powyższych warunków, lecz ciśnienia są zawsze > 1,6 MPa,
 - poziom 3 – sieci dystrybucyjne o ciśnieniach < 1,6 MPa,
- stawki taryfowe – na poziomie 1 – oparto na zasadzie uzależnienia stawek opłat od dystansu związanego z dostarczaniem paliw gazowych odbiorcy od źródła dostawy do miejsca dostawy (system „enter-

exit” w Wielkiej Brytanii i Włoszech, system „point-to-point” w Holandii i Belgii, system strefowy we Francji),

- stawki taryfowe – na poziomie 2 i 3 – oparto na metodzie „znacznka pocztowego”, a więc są niezależne od dystansu,
- stawki określone są jako wyłącznie stałe, odniesione do zamawianej przez odbiorcę mocy (przepustowości) – np. Niemcy, Belgia lub jako kilkuskładnikowe, zawierające składniki stałe i zmienne w proporcji do stałych i zmiennych kosztów przesyłania – np. Francja, Irlandia, Hiszpania, w niektórych przypadkach uwzględniające przeniesienie części kosztów stałych do opłat zmiennych (maksymalnie do 30%).

Tak określone transportowe stawki opłat tworzą rynkowe warunki dostaw gazu odbiorcom stymulując – poprzez warunki i cenę transportu – określone zachowania odbiorców, z reguły preferując dostarczanie gazu odbiorcom leżącym bliżej źródeł zaopatrzenia w paliwa gazowe, a więc tym odbiorcom, którzy powodują niższe koszty związane z dostarczaniem paliw gazowych. Z drugiej strony zachowania odbiorców (preferowane źródła gazu i drogi jego transportu) dają przedsiębiorstwu przesyłowemu podstawę do optymalnej alokacji nakładów inwestycyjnych związanych z rozwojem sieci.

Taryfy transportowe w Polsce

O ile w zakresie obrotu gazem Polska jest zależna w dużej mierze od uwarunkowań zewnętrznych, jest bowiem częścią rynku światowego, o tyle w zakresie kształtowania zasad transportu gazu wpływ przyjętych w kraju rozwiązań jest decydujący. Wprowadzenie Prawa energetycznego było już krokiem milowym wymuszającym m.in. wydzielenie działalności przesyłowej. Jednak postęp jaki dokonał się w zakresie wyodrębnienia opłat i rozliczeń za usługi przesyłowe gazu na przestrzeni ostatnich dwu lat jest niewystarczający, gdyż taryfy w zakresie usług przesyłowych dalekie są od doskonałości i wymagają dalszych radykalnych zmian. Zmiany te aczkolwiek istotne muszą być przeprowadzane w sposób ewolucyjny – sposób, który zminimalizuje ryzyko perturbacji na rynku, by nie powtórzyła się sytuacja z 2001 r. będąca skutkiem tzw. „uzmiennienia stawek opłat przesyłowych”.

Nie pomijając faktu, że stawki przesyłowe w Polsce są na relatywnie wysokim poziomie⁷⁾ na tle innych kra-

7) Taka sytuacja, tj. relatywnie wysokie opłaty za usługi przesyłowe świadczone przez największe przedsiębiorstwo gazownicze w Polsce wynika z kilku powodów, z których za najważniejsze można uznać:

- wysoki poziom nieefektywności i olbrzymi poziom kosztów finansowych, obciążających działalność tego przedsiębiorstwa, o którego przyczynach można by wiele pisać,
- wysokie jednostkowe koszty transportu gazu ziemnego w sieciach wysokociśnieniowych wynikające z bardzo

ów europejskich – co jest często przedmiotem uzasadnionej krytyki – i na przestrzeni nadchodzących lat musi być dokonany istotny wysiłek zmierzający do realnego spadku stawek przesyłowych, to jednak równie ważna jest struktura taryf przesyłowych.

Za najważniejsze – wynikające z ww. doświadczeń UE – zmiany w strukturze taryf należy uznać:

- Wprowadzenie wielopoziomowego systemu taryfowego (trzy poziomy), w tym w pierwszym etapie konieczność wyodrębnienia stawek opłat transportowych dla głównych magistrali transportowych, odpowiednich do stosowanych w większości krajów UE. Ustalone w ostatniej taryfie PGNiG 1/2002 stawki dystansowe aczkolwiek skutkujące „potencjalnie”⁸⁾ dla wielu odbiorców niższymi opłatami za usługę przesyłową nie są w wystarczający sposób powiązane z rzeczywistymi kosztami, z uwagi na występujące subsydiowanie i brak rzeczywistego rozdzielania kosztów dla sieci wysokich ciśnień – przenoszą wyższe koszty w tym również wysokie koszty magazynowania.
- Złagodzenie albo odejście od zasady 40/60, tj. uzmiennienia stawek opłat przesyłowych, w szczególności w zakresie sieci wysokich ciśnień – magistrali transportowych. Należy bowiem pamiętać, że usługa transportu gazu wiąże się z koniecznością zamówienia przez odbiorcę maksymalnej mocy godzinowej lub dobowej – tzw. mocy umownej określającej możliwość przestania odbiorcy maksymalnej ilości paliwa gazowego – w ciągu każdej godziny ($m^3/\text{godz.}$) lub doby ($m^3/\text{dobę}$) roku umownego. Moc umowna oznacza więc rezerwację odpowiedniej przepustowości w systemie transportowym, która pozwoli zaspokoić potrzeby odbiorcy w czasie najwyższego godzinowego lub dobowego poboru gazu w ciągu roku. To właśnie parametr mocy umownej (rezerwowanej przepustowości) decyduje o wysokości nakładów angażowanych na budowę systemów transportowych a następnie na kalkulacje stawek usługi transportowej. Udział kosztów stałych w tego typu inwestycjach sięga ok. 92-99%. Dlatego też moc godzinowa (dobowa) i oparta na niej stawka przesyłowa powinna służyć do wyznaczania opłaty za transport.

Wniosek: *Warunkiem koniecznym dla prawidłowo funkcjonującego rynku gazu jest istnienie „niedyskryminujących”, „transparentnych” i „logicznych” taryf przesyłowych opartych na kosztach uzasadnionych. Aby ten*

rozbudowanej sieci gazociągów w stosunku do ilości transportowanego do odbiorców gazu ziemnego. Dobrze ilustruje to tzw. wskaźnik określony jako iloraz ilości transportowanego gazu ziemnego (bez strat transportowych i potrzeb własnych) do długości sieci przesyłowych.

8) „Potencjalnie” – gdyż ustalone stawki dystansowe nie są stosowane – skutek zapisu art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

warunek został spełniony, poprzedzić go muszą zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, jak i wydanych na jego podstawie rozporządzeniach, w szczególności rozporządzeniu taryfowym⁹⁾ i rozporządzeniu przyłączeniowym¹⁰⁾. Zmiany, które w maksymalnym stopniu wykorzystają najlepsze rozwiązania funkcjonujące w krajach UE.



Autor jest głównym specjalistą w Departamencie Taryf URE

- 9) „Rozporządzenie taryfowe” – rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 8 i Nr 34, poz. 407), obowiązujące od 30 stycznia 2001 r.
- 10) „Rozporządzenie przyłączeniowe” – rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci gazowych, obrotu paliwami gazowymi, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 77, poz. 877).

Literatura:

1. Jan Winter, Gracjan Ramut – Wpływ dywersyfikacji na ceny gazu, Warszawa 2001 r.
2. Materiały z seminarium zorganizowanego przez Ministerstwo Gospodarki, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. oraz BSiPG Gazoprojekt S.A. – „Konkurencyjność cen gazu i usług gazowniczych na istniejących i nowych rynkach energii” – Wrocław 27, 28 września 2001 r.



Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A. – Elektrociepłownia „OSTRÓW”

BILANSUJĄCY – RYNEK CZY MECHANIZM?

Robert Guzik

Odejście na początku lat dziewięćdziesiątych od pionowo zintegrowanego monopolu elektroenergetycznego, a w szczególności wyodrębnienie i komercjalizacja przedsiębiorstw wytwórczych, pozwoliło na przeniknięcie do polskiej energetyki ducha wolnorynkowej przedsiębiorczości. Pierwszym efektem restrukturyzacji sektora była konieczność odejścia od czysto technicznego spojrzenia na energetykę przez samych energetyków. Podejście to zakładało, że prąd się wytwarza, przesyła i dostarcza zakładom przemysłowym oraz „ludowi pracującemu miast i wsi”, w ilości potrzebnej w danej chwili. Energetyka jako instrument polityki gospodarczej i społecznej działała w oderwaniu od ponoszonych kosztów. W tej percepcji nie było miejsca na zwykłą sprzedaż towaru lub usługi jego dostawy. Tymczasem do skomercjalizowanych elektrowni zaczął przenikać konkurencyjny niepokój, nawet przy pozostawieniu wyłącznego odbiorcy energii (*single buyer*), albowiem zaczęło się opłacać produkować i sprzedawać więcej prądu kosztem innych, którzy w tym samym czasie musieli sprzedawać mniej.

Podaż i popyt energii elektrycznej muszą być zrównoważone w sposób ciągły w każdej chwili. Dyspozytor, przy doborze obciążenia poszczególnych jednostek wytwórczych, w warunkach pionowo zintegrowanego monopolu na ogół kieruje się kryteriami kosztów, które są określane okresowo, niejednokrotnie z uwzględnieniem czynników pozaekonomicznych. System ten nie zawiera bodźców zmuszających przedsiębiorstwa wytwórcze do obniżania tych kosztów. Jeżeli natomiast część energii sprzedawana jest przez różnych wytwórców na rynku hurtowym, ten sam dyspozytor, przywołując jednostki do pracy, powinien kierować się przede wszystkim ceną oferowanej energii. Tę przejrzystość zaburza brak technicznej możliwości dostarczenia, czyli przesłania, wygenerowanej przez najtańsze źródła energii do konkretnych odbiorców. Wyłączny nabywca jest, co prawda posiadaczem całej kupionej energii, ale fizycznie nie może jej zgromadzić w jednym basenie, skąd mogłaby być dalej przesłana do odbiorców końcowych.

Dopiero rozdrobnienie wytwórców (znane w świecie jako „*unbundling*” – dosłownie „rozsupłanie”) i konkurencja między nimi o jak największy udział w rynku, w pełnym stopniu ujawnia, że energia energii nie równa. Cechą charakterystyczną energii elektrycznej jako towaru nie podlegającego przechowywaniu jest brak inercji podaży, tj. niemożliwość dokładnego i z odpowiednim wyprzedzeniem, zaplanowania zapotrzebowania na każdą chwilę i dostosowania do tego planu ruchu poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego. Stąd kluczowego znaczenia nabiera tzw. energia

domykająca (bilansująca), dostosowująca produkcję do zapotrzebowania. Chwilowy popyt na tę energię zależy od różnicy między energią zamówioną („zakontraktowaną”) przez odbiorców i przyjętą przez operatora systemu do fizycznej realizacji, a rzeczywistym chwilowym zapotrzebowaniem na daną ilość energii i to w konkretnych węzłach sieci. Oznacza to, iż nawet w dniu o bardzo niskim całkowitym zapotrzebowaniu na energię, popyt na energię bilansującą może być bardzo duży. W dodatku potrzeby sieci przesyłowej (nazwijmy je dla uproszczenia ograniczeniami sieciowymi) mogą determinować konieczność przywołania konkretnych jednostek wytwórczych, które są zlokalizowane w określonych miejscach systemu.

W warunkach pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw elektroenergetycznych ograniczenia sieciowe i bilansowanie zapotrzebowania z produkcją nie stanowią problemu od strony finansowej. Dopiero podział sektora wytwarzania i samodzielność finansowa skomercjalizowanych elektrowni każą im dostosowywać swoje oferty cenowe do chwilowego popytu na energię bilansującą. Stworzenie mechanizmu bilansowania, równoważącego produkcję energii z chwilowym zapotrzebowaniem, jest zatem warunkiem *sine qua non* funkcjonowania rynku wytwórców energii. W warunkach rynkowych mechanizm ten powinien działać na podstawie składanych przez wytwórców ofert cenowych.

Po tym mało sformalizowanym wstępie, rozważmy jakie cechy ma model rynku energii funkcjonujący obecnie w Polsce oraz jaką rolę powinien na nim pełnić rynek bilansujący, a jaką rzeczywiście pełni. W okresie przed 1 września 2001 r. rozliczanie energii bilansującej odbywało się na tzw. miesięcznym rynku bilansowym, na którym podstawą planowania pracy jednostek wytwórczych był Plan Koordynacyjny Miesięczny, opracowany przez OSP na podstawie zgłaszanych przez wytwórców i spółki dystrybucyjne umów sprzedaży energii na dany miesiąc. Zasady rozliczeń na rynku bilansowym zmieniane były kilkakrotnie i wszyscy uczestnicy zgodnie je krytykowali, albowiem w zagregowanym systemie niemożliwe było uwzględnianie w pełni ich oczekiwań odnośnie wykorzystywania w mechanizmach bilansowania konkretnych jednostek o najniższych kosztach. Tak było zarówno w systemie proporcjonalnego cięcia ofert po stronie zakupu i sprzedaży, jak i w ostatnio obowiązującym systemie, w którym bilansowanie odbywało się w praktyce dopiero po wykorzystaniu całej energii zgłoszonej w kontraktach miesięcznych.

Przełomowym momentem w procesie powstawania rynku energii elektrycznej w Polsce jest data 1 lipca 2001 r., z którą Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zwolnił przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie

lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej¹⁾. Tego samego dnia wszedł w życie przepis § 18 ust. 4 pkt 2 rozporządzenia przyłączeniowego²⁾, zgodnie z którym zgłoszenia realizacyjne na każdą godzinę następnego doby zawierają obok zestawienia ilości energii elektrycznej pobieranej lub oddawanej w miejscach jej dostarczania, również ofertę bilansującą dla każdego miejsca dostarczania jednostki wytwórczej i odbiorczej przyłączonej do sieci przesyłowej. Oznaczało to istnienie podstaw prawnych do wprowadzenia dobowo-godzinowego rynku bilansującego energii elektrycznej.

Uruchomienie rynku bilansującego poprzedzone było długotrwałym, skomplikowanym, a nade wszystko kosztownym procesem wdrażania infrastruktury pomiarowej, informatycznej i organizacyjnej. Wyłoniła się wówczas kwestia odpowiedzialności za wdrożenie podstawowego elementu niezbędnego do prawidłowego działania rynku bilansującego, czyli jego regulaminu, stanowiącego część szczegółową Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Zgodnie z § 29 rozporządzenia przyłączeniowego, IRiESP została opracowana przez operatora sieci przesyłowej, który wnioskował o jej zatwierdzenie przez Prezesa URE. Jednakże, w przeciwieństwie do rozwiązań przyjętych w wielu krajach, ustawa – Prawo energetyczne nie przyznaje Prezesowi URE kompetencji do zatwierdzenia wspomnianej Instrukcji. Stwierdzając brak podstaw prawnych do merytorycznego rozpatrzenia sprawy i władczej ingerencji organu w formie decyzji administracyjnej, mając na względzie art. 7 Konstytucji RP, Prezes URE umorzył postępowanie administracyjne w tej sprawie, jako bezprzedmiotowe.

Prezes URE uznał natomiast³⁾, iż wspomniana Instrukcja, mimo pewnych niedociągnięć, może stanowić podstawę funkcjonowania dobowo-godzinowego rynku energii elektrycznej. Podkreślił przy tym, że za jej treść, tryb udostępnienia uczestnikom rynku, sposób wprowadzenia jej w życie oraz zgodność z przepisami prawa, całkowicie odpowiada operator sieci przesyłowej (OSP). Wskazał także, iż w procesie wdrażania rynku powinny być systematycznie wprowadzane niezbędne korekty. Podstawą modyfikacji Instrukcji, a w szczególności Regulaminu RB miały być szerokie konsultacje ze wszystkimi uczestnikami rynku.

Nieprzypadkowo przypomniana została historia wdrażania Regulaminu RB, który jako załącznik do IRiESP powinien stanowić część składową umów zawieranych

przez OSP z uczestnikami rynku. Wkrótce miało się bowiem okazać, że najslabszym elementem rynku bilansującego był właśnie tryb uzgadniania i wprowadzania zmian w jego regulaminie, dokonywanych w wyniku pozyskiwanych informacji o efektach jego działania. Od dnia uruchomienia rynku bilansującego, tj. 1 września 2001 r., widoczne efekty jego funkcjonowania odbiegały od oczekiwań, zgodnie z którymi ceny rozliczeniowe odchylenia powinny być najwyższe w porównaniu z innymi segmentami rynku energii. Uczestnicy i obserwatorzy zgodnie uznali, iż wolumen obrotów na rynku bilansującym był za wysoki, ceny za niskie, a większość odbiorców wchodziła na rynek bilansujący znacznie przekontraktowana, tzn. mając świadomie zawarte umowy sprzedaży energii na większą ilość energii niż faktyczne zapotrzebowanie. Ta sytuacja spowodowała drastyczny spadek obrotów na giełdzie energii. Należy jednak podkreślić, że pierwsze tygodnie działania dobowo-godzinowego rynku bilansującego były okresem nabywania doświadczeń przez jego uczestników, czego zewnętrznym objawem było między innymi zgłaszanie przez wytwórców bardzo niskich ofert cenowych energii w pasmach przyrostowych, co przy ogólnym przekontraktowaniu spółek dystrybucyjnych pozwoliło tym ostatnim na zakup dużych ilości energii po relatywnie niskich cenach i bez większego ryzyka. Tym samym odniosły one wymierne korzyści dokonując zakupów energii poniżej ceny na rynku kontraktów bezpośrednich.

Przyczyny tej sytuacji leżały w samej konstrukcji mechanizmów rozliczeniowych rynku bilansującego. Na rynku bilansującym działają uczestnicy aktywni – wytwórcy, którzy oprócz obowiązkowych zgłoszeń ilość energii określonych w zawartych umowach bilateralnych sprzedaży składają oferty redukcyjne (obowiązkowo) i przyrostowe, oraz uczestnicy pasywni – głównie spółki dystrybucyjne, którzy zgłaszają tylko ilość zakontraktowanej energii. W przypadku, gdy sumaryczne zapotrzebowanie na energię danego wytwórcy jest wyższe niż ilość, na którą ma zawarte kontrakty, wytwórca ten sprzedaje dodatkową energię z tzw. pasm przyrostowych. W przypadku, gdy w systemie nie ma zapotrzebowania na całą energię, którą wytwórca sprzedał w umowie dwustronnej, musi on zredukować własną produkcję, płacąc OSP za zrealizowanie tej umowy. Ceny płacone przez odbiorców, którymi na rynku bilansującym są przede wszystkim spółki dystrybucyjne, wynikają z ogólnego stopnia niezbilansowania wszystkich odbiorców. Cena rozliczeniowa odchylenia (CRO), po której kupowali oni energię (w przypadku niedokontraktowania) lub odsprzedawali energię kupioną w kontraktach dwustronnych (w przypadku przekontraktowania) była, w pierwszym okresie funkcjonowania rynku bilansującego, średnią ważoną ze wszystkich przyjętych ofert wytwórców. Taki sposób rozliczeń traktował samowolnie, niezgodnione z OSP odchylenia odbiorców od zgłoszonego zapotrzebowania na równi z odchyleniami dokonanymi na polecenie OSP.

- 1) Stanowisko Prezesa URE z dnia 28 czerwca 2001 r., Biuletyn URE Nr 4/2001.
- 2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85, poz. 957).
- 3) Komunikat Prezesa URE z dnia 6 lipca 2001 r., Biuletyn URE Nr 5/2001.

Nic zatem dziwnego, że po kilku miesiącach działania rynku bilansującego pojawiły się zarzuty o spekulacyjnym charakterze transakcji. Spekulacje te miały polegać na świadomym zakupie przez spółki dystrybucyjne w kontraktach dwustronnych większej ilości energii niż wynikało to z przewidywanego zapotrzebowania i odsprzedaży tej nadwyżki na rynku bilansującym. Odsprzedaż w godzinach niedokontraktowania rynku, gdy obowiązywały wyższe ceny wynikające z ofert przystawionych wytwórców pozwalała poszczególnym spółkom dystrybucyjnym na uzyskanie zysku. Przeprowadzone w URE analizy zachowań i kosztów uczestnictwa poszczególnych spółek dystrybucyjnych w rynku bilansującym w okresie od 1 września do 31 grudnia 2001 r. wskazują, że co prawda w wielu przypadkach można mówić o próbach rozmyślnego wykorzystywania mechanizmów rozliczeń do osiągania dodatkowych korzyści, ale poza jednym ewidentnym przypadkiem, efekt tych działań dla spółek dystrybucyjnych był wątpliwy. Natomiast faktem jest, że mechanizmy rozliczania odchyłań nie stanowiły bodźca do dokładnego planowania (grafikowania) przez spółki dystrybucyjne swojego zapotrzebowania, a charakter handlowy rynku bilansującego wyraźnie dominował nad stroną czysto techniczną.

Opisana powyżej sytuacja była korzystna zarówno dla spółek dystrybucyjnych, jak i dla wytwórców, którzy mieli zagwarantowane wykorzystanie niemal wszystkich jednostek generacyjnych, co prowadziło do wzrostu poziomu rezerw wirujących w systemie. W efekcie na rynek bilansujący wytwórcy zgłaszali oferty sprzedaży energii po niskich cenach równych swoim kosztom zmiennym. Sytuacja ta odpowiadała również OSP, będącemu jednocześnie operatorem rynku bilansującego. Jednak tylko do czasu, kiedy we wniosku taryfowym OSP wystąpił do Prezesa URE o pokrycie kosztów ograniczeń systemowych powstałych na rynku bilansującym.

Koszty te, alokowane w składniku systemowym (jakościowym) stawki opłaty przesyłowej, wynikają z konieczności wykorzystania droższych jednostek wytwórczych, mimo dysponowania ofertami jednostek tańszych. Konieczność ta może być wymuszona ograniczeniami technicznymi w samych jednostkach wytwórczych, jak i ograniczeniami przepustowości sieci przesyłowej. Okazało się, że rynek bilansujący w swej pierwotnej formie nie zawierał mechanizmów wymuszających redukcję ograniczeń sieciowych i elektrowniowych. W efekcie koszty ograniczeń wzrosły prawie trzykrotnie w porównaniu do wielkości z okresu rozliczeń bilansowych – miesięcznych, uwzględnionej w założeniach do taryfy OSP. Reakcją OSP na kumulowanie się strat wynikających z narastających kosztów ograniczeń należy ocenić jako bierną, bowiem nie podjął on w porę działań nad modyfikacją mechanizmów rynku bilansującego w celu ograniczenia tych kosztów. Warto dodać, że od uruchomienia rynku bilansującego trwały prace grupy roboczej powołanej, na wniosek Prezesa URE, przez Zespół do spraw Rynku Energii Elektrycznej, która stanowiła forum wymiany doświadczeń i opinii oraz zgłaszania przez

uczestników rynku bilansującego propozycji zmian zasad jego funkcjonowania. W ramach prac tej grupy doprowadzono między innymi do uzgodnienia projektu „Regulaminu obrotu i rozliczeń energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła”, natomiast kwestia wzrostu kosztów ograniczeń nie była przez OSP przedstawiona jako problem wymagający pilnych działań.

Dopiero podczas prac nad IV taryfą dla energii elektrycznej, gdy Prezes URE konsekwentnie stanął na stanowisku, iż uzasadniony poziom kosztów ograniczeń systemowych nie powinien być tak wysoki, OSP podjął się opracowania modyfikacji zasad rozliczeń na rynku bilansującym zmierzających do ograniczenia własnych strat. Należy podkreślić, że OSP chodziło przede wszystkim o redukcję strat, a nie samych kosztów ograniczeń. Zaproponowano rozwiązanie polegające na zróżnicowaniu cen zakupu i odsprzedaży energii odchylenia dla spółek dystrybucyjnych na rynku bilansującym (tzw. rozchylenie cen), przy pozostawieniu jednej ceny rozliczeniowej odchylenia dla wytwórców, które nie zawierało mechanizmów bezpośrednio wpływających na redukcję kosztów ograniczeń systemowych, a jedynie prowadziło do uzyskania dodatkowych przychodów przez OSP. Mając na względzie to, że restrykcje i ograniczenia w pierwszej kolejności miały przełożyć się na odbiorców energii, a nie na podmioty bezpośrednio wywołujące koszty, Prezes URE ocenił proponowane zmiany negatywnie. Z jego inicjatywy do wprowadzanych przez OSP modyfikacji Regulaminu RB, dodano zapisy mające na celu zmniejszenie możliwości podejmowania przez wytwórców działań powodujących wzrost kosztów ograniczeń, utrudniających OSP bilansowanie systemu, powodujące nieuzasadnione ograniczanie planowania obciążenia bloków, stosowanie innych praktyk dyskryminujących. W celu zmniejszenia kosztów ograniczeń OSP podjął się weryfikacji ograniczeń elektrowniowych, które dotychczas były przyjęte i wprowadzone do systemu na podstawie oświadczeń wytwórców. Dotyczy to ograniczeń określających minimalną liczbę bloków, które mogą pracować, rozkładu w czasie uruchomień, pracy bloków wymuszonej koniecznością dostawy ciepła do okolicznych odbiorców, itp. Zwrócono uwagę na konieczność wprowadzenia zakazu przedkładania przez wytwórców grafików sprzecznych z technicznymi możliwościami urządzeń, co przyczyni się do ograniczenia składania tzw. „nieciągłych grafików” przez wytwórców.

W tym miejscu należy wyraźnie zaznaczyć, iż Prezes URE nie miał możliwości, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, wstrzymania wprowadzenia proponowanych przez OSP zmian w regulaminie rynku bilansującego, a co za tym idzie, nie miał uprawnień, aby nie dopuścić do wprowadzenia rozchylonej ceny rozliczeniowej na tym rynku w sposób władczy. Wprowadzenie zmian w Regulaminie RB jest dokonywane decyzją operatora systemu przesyłowego i Prezes URE nie jest organem właściwym rzeczowo do rozstrzygnięcia w sprawach dotyczących rynku bilansującego.

Wprowadzenie rozchylenia cen od 1 lipca 2002 r. spowodowało znaczne zaburzenie funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Zgodnie z założeniami doprowadziło do dokładniejszego grafikowania się spółek dystrybucyjnych, podjęcia przez nie działań ograniczających ryzyko uczestnictwa w rynku bilansującym, wyeliminowało możliwość wykorzystywania rynku bilansującego do prób uzyskiwania dodatkowych korzyści i skutkowało przeniesieniem części obrotów na Giełdę Energii S.A. Jednakże rozwiązanie to spowodowało też dodatkowe obciążenie finansowe spółek dystrybucyjnych, które może prowadzić do wzrostu obciążeń odbiorców finalnych. Nie nastąpił natomiast początkowo oczekiwany spadek obrotów na rynku bilansującym, ponieważ wprowadzenie rozchylenia zbiegło się w czasie z wejściem w życie taryfy OSP, w której wielkość minimalnych ilości energii (MIE), do zakupu której zobowiązane są spółki dystrybucyjne, została zredukowana o 10 TWh (18%) w porównaniu do poprzedniego roku taryfowego. Jednocześnie narzucony spółkom dystrybucyjnym sposób grafikowania MIE zmuszał je do zwiększenia zakupów w szczytach obciążenia i odsprzedaży energii w dolinach zapotrzebowania. Próba pokrycia niedoboru energii zakontraktowanej przez spółki dystrybucyjne przed 1 lipca kontraktami dwustronnymi nie do końca się powiodła. Szacunkowo ok. 500 GWh energii wynikającej ze zmniejszenia MIE pozostało w lipcu br. nie pokryte umowami zawartymi przez spółki dystrybucyjne. Skutkowało to znaczącym wzrostem niezbilansowania spółek dystrybucyjnych w pierwszej dekadzie lipca, w porównaniu z ostatnią dekadą czerwca i dwukrotnym wzrostem obrotów na rynku bilansującym, pomimo jednoczesnego znaczącego wzrostu obrotów na Giełdzie Energii. Jednocześnie ceny na GE wzrosły w pierwszym okresie lipca przeciętnie o 10 – 14 zł/MWh w porównaniu z ostatnią dekadą czerwca. Z obserwacji wynika, że oferty wytwórców kierowane na GE nie pokrywały całego zapotrzebowania spółek dystrybucyjnych w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Wzrost obrotów na GE w znacznej części spowodowany był odsprzedażą przez spółki dystrybucyjne energii przekontraktowanej (często w sposób planowany) w godzinach dolin zapotrzebowania.

W wyniku rozchylenia cen OSP zmniejszył znacząco (o ok. 30%) swoje straty wynikające z kosztów ograniczeń poprzez uzyskane dodatkowe przychody wynikające z rozchylenia cen. Jednocześnie widoczny jest spadek całkowitych kosztów ograniczeń, którego przyczyny nie do końca są zrozumiałe. Być może jako efekt uboczny rozchylenia cen zaczęły działać mechanizmy redukujące koszty ograniczeń systemowych, choć bardziej prawdopodobnym wyjaśnieniem jest utrata dodatkowych korzyści przez spółki dystrybucyjne, których koszt ponosił dotychczas OSP. Niemniej, mimo przychodów z rozchylenia, spadku całkowitych kosztów ograniczeń i przeniesienia ok. 22 milionów złotych miesięcznie w taryfie, znaczna część kosztów ograniczeń ponoszonych przez OSP nadal pozostaje nie pokryta.

Wprowadzenie rynku bilansującego w pełni ujawniło nieprzystosowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego do warunków rynkowych. Niedoinwestowana sieć przesyłowa (w „dawnych, dobrych czasach” kładziono nacisk na inwestycje głównie w sektor wytwarzania), w tym brak rezerwowych linii w systemie zaprojektowanym dla jednego kupującego powoduje, że zawierane transakcje dwustronne często są fizycznie nie do zrealizowania. Ten stan rzeczy wymusza konieczność przywoływania do pracy jednostek nieefektywnych ekonomicznie ze względu na ich lokalizację w systemie przesyłowym. Dodatkowym problemem, z punktu widzenia ruchu systemu, jest zmiana zasad regulacji jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych, która wpłynęła na zmniejszenie elastyczności systemu oraz odczuwany przez OSP niedobór pełnej informacji w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Rynek bilansujący nie zawiera jeszcze mechanizmów skłaniających jego uczestników do samoregulacji, czyli uwzględniania ograniczeń sieciowych i do pewnego stopnia również elektrownianych już na etapie zawierania umów sprzedaży energii. Paradoksalnie dalsza liberalizacja rynku poprzez uwolnienie większych ilości energii związanej obecnie w kontraktach długoterminowych, może spowodować dalszy wzrost bezwzględnych kosztów ograniczeń, bowiem OSP utraci kontrolę nad obciążaniem poszczególnych jednostek wytwórczych objętych obecnie tymi kontraktami.

Potrzebne są zatem pilne działania operatora rynku bilansującego korygujące mechanizmy funkcjonowania rynku w celu zmniejszenia faktycznych kosztów ograniczeń. Wdrażane rozwiązania nie mogą powodować przeniesienia ponoszonych przez OSP kosztów ograniczeń wyłącznie na spółki dystrybucyjne i w efekcie na odbiorców końcowych. Powinny one, natomiast zawierać mechanizmy jednoznacznie skierowane na źródła powstawania kosztów ograniczeń i zawierać regulacje, które wymuszają redukcję tych kosztów przez podmioty wywołujące je swoimi zachowaniami.

Znaczenie rynku bilansującego dla całego rynku energii w Polsce jest dużo większe niż wynikające z samej ilości energii bilansującej będącej przedmiotem obrotu na tym segmencie rynku. Jego rola wynika z istniejącego modelu rynku energii, w którym OSP jest nie tylko dyspozytorem i operatorem rynku bilansującego, ale, jako wyłączny dysponent 70% wyprodukowanej w kraju energii, bierze również aktywny udział w hurtowym handlu energią. Ponadto wydzielona, nieobligatoryjna i niezależna od OSP giełda energii funkcjonująca sekwencyjnie z rynkiem bilansującym (wyrzedzając transakcje na RB) zawsze będzie miała ograniczone możliwości przejęcia znaczących wolumenów energii. Giełda energii, która kreuje obiektywną cenę energii przy zachowaniu transparentności procedur ustalania cen i realizacji idei konkurencji między wytwórcami, faktycznie konkuruje z instytucją obligatoryjnego obrotu energią, jaką jest rynek bilansujący. Nie należy zatem oczekiwać, że udział giełdy energii kiedykolwiek przekroczy kilka

procent całkowitego krajowego obrotu. Natomiast rola rynku bilansującego jest kluczowa również dlatego, że, wbrew potocznemu rozumieniu, nie jest to wyłącznie szczytkowy, domykający segment rynku energii, ale *de facto* segment wpływający na cały rynek energii elektrycznej. Przez rynek bilansujący przechodzą nie tylko wszystkie zawarte umowy sprzedaży energii zgłaszane na każdą godzinę doby, transakcje zawarte na giełdzie, straty przesyłowe, ale również usługi regulacyjne, rezerwy mocy oraz energia kupowana w ramach generacji wymuszonej i ze źródeł pracujących w skojarzeniu.

Koszty uczestnictwa w rynku bilansującym są przenoszone przez spółki dystrybucyjne na innych uczestników rynku energii poprzez wymuszanie w umowach przesyłowych postanowień zawierających zasady rozliczania za odstąpienia od planowanego zapotrzebowania przeniesione wprost z Regulaminu RB. Trzeba w tym miejscu jednoznacznie wskazać, że rynek bilansujący jest z założenia systemowym rynkiem hurtowym energii przeznaczonym przede wszystkim dla wytwórców i dystrybutorów, w którym ewentualnie mogą bezpośrednio uczestniczyć jedynie odbiorcy podłączeni do sieci 110 kV podlegający Krajowej Dyspozycji Mocy. Systemy informatyczne obsługujące rynek bilansujący nie były przewidziane i testowane pod kątem obsługi kilkuset małych odbiorców uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych (TPA), bądź wprowadzania podstawowych zmian np. w dokładności składanych ofert. Zatem obowiązek bilansowania odbiorców taryfowych spoczywa na spółkach dystrybucyjnych, natomiast odbiorców korzystających z TPA powinni bilansować ich operatorzy handlowo-techniczni, a docelowo agregatorzy działający na rzecz grup odbiorców lub grup wytwórców (np. źródła odnawialne, elektrociepłownie). Problemy te powinny znaleźć jednoznaczne rozwiązanie w nowelizowanych przepisach wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne.

Odrębnego potraktowania wymaga kwestia samej procedury wprowadzania zmian do Regulaminu RB. Dotychczasowa praktyka pozwala OSP na dowolne

kształtowanie mechanizmów rynku bilansującego. Powstała zatem przedziwna sytuacja, w której Prezes URE zatwierdza taryfy OSP i spółkom dystrybucyjnym, natomiast nie ma wpływu na zasady funkcjonowania istotnego segmentu rynku energii, na którym dochodzi do zasadniczych zmian w relacjach finansowych OSP – spółki dystrybucyjne, w stosunku do przyjętych do taryf założeń. Obecnie wydaje się niezbędne umocowanie Prezesa URE jako organu właściwego do zatwierdzania IRiESP w trybie decyzji administracyjnej. Postępowanie o zatwierdzenie IRiESP powinno być prowadzone na wniosek OSP przy dopuszczeniu w charakterze stron towarzystw zawodowych reprezentujących uczestników rynku, na podstawie przepisu art. 31 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego. Tryb administracyjny pozwoliłby na czynny udział zainteresowanych stron przy zachowaniu roli organu jako arbitra. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne powinna również przewidywać możliwość wszczęcia z urzędu postępowania w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej IRiESP, a także, w porozumieniu z OSP, zezwalać na natychmiastowe zawieszenie działania rynku bilansującego ze względu na zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego kraju.



Autor jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Promowania Konkurencji URE

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@ure.gov.pl

DOSTĘP DO SIECI PRZESYŁOWYCH (TPA) – DOŚWIADCZENIA UNII EUROPEJSKIEJ

Małgorzata Kozak, Andrzej Sanderski

Dotychczasowa organizacja sektorów elektroenergetycznego i gazowego w poszczególnych państwach członkowskich oparta na monopolach, choć pozwoliła na zbudowanie dojrzałych rynków energii i gazu, to jednak powodowała, iż finalne opłaty za energię elektryczną i gaz były bardzo wysokie. Ponadto przedsiębiorstwa oferowały niski standard oraz wąski zakres usług. Wpływało to niekorzystnie na całą gospodarkę Wspólnoty. Wydane w 1996 r. Dyrektywa w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej Nr 96/98/EC oraz w 1998 r. Dyrektywa w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu Nr 98/30/EC zawierają zasady, których implementacja do krajowych porządków prawnych ułatwia wprowadzenie zasad konkurencji do sektorów.

Dla odbiorców największe znaczenie ma zasada stopniowego otwarcia rynku oraz pozostająca z nią w ścisłej korelacji zasada dostępu do sieci przesyłowych (ang. *third party access* – TPA), która jest kluczowym zagadnieniem liberalizacji rynku. Efektywny dostęp do sieci w ramach TPA zwiększa płynność rynku, stymuluje handel i konkurencję między producentami, a także między producentami i spółkami obrotu, które choć obracają energią elektryczną lub gazem producentów same występują w pozycji dostawcy wobec innych uczestników rynku. Wymaga jednak ram organizacyjnych, aby

nie zniechęcać do inwestycji infrastrukturalnych w sektorach. Harmonogram otwarcia rynku oraz sposoby dostępu do sieci zawarte w Dyrektywach prezentuje tabela 1¹⁾.

Niewątpliwie negocjowany dostęp do sieci przesyłowej daje większą swobodę przedsiębiorstwom w wykonywaniu swojej infrastruktury sieciowej. Dostęp regulowany natomiast wydaje się umożliwiać łatwiejszy i mniej skomplikowany dostęp do sieci innym podmiotom dzięki wcześniejszemu publikowaniu taryf. Dostęp regulowany lepiej i skuteczniej promuje handel i konkurencję, a w przypadku silnie zintegrowanego sektora, jest też łatwiejszy do wprowadzenia i zapewnia efektywniejsze otwarcie rynku.

Przedsiębiorstwa gazowe i elektroenergetyczne mogą odmówić dostępu do sieci w przypadku braku zdolności przesyłowej, lub gdyby przyznanie dostępu uniemożliwiło im wykonywanie zobowiązań z tytułu usług publicznych (*public service obligations*) nałożonych na nie przez rząd narodowy, bądź gdyby naraziło je na poważne trudności ekonomiczne i finansowe.

W zasadniczej sprawie dla stanu liberalizacji rynku tj. jego otwarcia, poszczególne państwa członkowskie zdecydowały się na znacząco większe wielkości w stosunku do wymaganych przez Dyrektywy.

Tabela 1. Harmonogram otwarcia rynku

Dyrektywa elektroenergetyczna	Dyrektywa gazowa
19.02.1999 r. – 26%	10.08.2000 r. – 20%
19.02.2000 r. – 28%	10.08.2003 r. – 28%
19.02.2003 r. – 33%	10.08.2008 r. – 33%
negocjowany dostęp do systemu ²⁾	
regulowany dostęp do systemu ³⁾	
model jednego nabywcy ⁴⁾	–

- 1) Należy jednakże zauważyć, iż projekt nowelizacji dyrektywy elektrycznej przewiduje, że z dniem 1 stycznia 2003 r. uprawnienia do wyboru swojego własnego dostawcy uzyskają wszyscy odbiorcy poza bytowo-komunalnymi, którzy nabędą to prawo z dniem 1 stycznia 2005 r.
- 2) Negocjowany dostęp do systemu przesyłowego polega na negocjowaniu warunków dostępu do sieci przez uprawniony podmiot z operatorami systemów. W celu promocji przejrzystości i umożliwienia negocjacji dotyczących dostę-

pu do systemu, w pierwszym roku po wprowadzeniu dyrektywy, operatorzy muszą publikować zakres cen i opłat za skorzystanie z systemów przesyłu i dystrybucji. Ceny publikowane na kolejne lata powinny opierać się na przeciętnej cenie uzgodnionej w negocjacjach we wcześniejszym 12 miesięcznym okresie.

- 3) Regulowany dostęp do systemu opiera się na publikowanych na użytek systemów przesyłu i dystrybucji taryfach.
- 4) Nie funkcjonuje w żadnym państwie członkowskim.

Tabela 2. Stopień zaawansowania w tworzeniu rynków energii elektrycznej i gazu

Kraj	Energia elektryczna				Gaz			
	Otwarcie rynku (%)	Data pełnego otwarcia	Rozdział działalności	Rodzaj dostępu	Otwarcie rynku (%)	Data pełnego otwarcia	Rozdział działalności	Rodzaj dostępu
Austria	100	2001	L	Reg.	49	2002	A	Neg.
Belgia	35	2007	L	Reg.	59	2006	A	Reg.
Dania	90	2003	L	Reg.	30	–	L	Reg.
Finlandia	100	1997	O	Reg.	Derogacja			
Francja	30	–	M	Reg.	20	–	A	Reg.
Grecja	30	–	M	Reg.	Derogacja			
Hiszpania	54	2003	L	Reg.	72	2003	L	Reg.
Holandia	33	2004	L	Reg.	45	2004	A	Neg./Reg.
Irlandia	30	2005	L	Reg.	75	2005	M	Reg.
Luksemburg	Derogacja				51	2007	A	Reg.
Niemcy	100	1999	M	Neg.	100	2000	A	Neg.
Portugalia	30	–	L	Reg.	Derogacja			
Szwecja	100	1998	O	Reg.	47	2006	A	Reg.
W. Brytania	100 ⁵⁾	1998	O	Reg.	100	1998	O	Reg.
Włochy	45	–	L	Reg.	96	2003	L	Reg.

A – księgowy, M – administracyjny, L – prawny, O – właścicielski

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

5) W Irlandii Północnej otwarcie rynku wynosi 35%, Szkocja i Irlandia dokonały jedynie administracyjnego rozdziału działalności przesyłowej i handlowej.

Miarą korzyści z otwierania rynków jest liczba odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru dostawcy. Widać wyraźną korelację pomiędzy liczbą zmian dostawców a stopniem otwarcia rynku, aczkolwiek dynamika zmiany

dostawców przez odbiorców jest stosunkowo niewielka. Proces ten jest powstrzymywany m.in. przez dotychczasowych dostawców, którzy proponują renegotjacje dotychczasowych warunków umów i dostawy według

Tabela 3. Energia elektryczna dostarczana w wyniku zmiany dostawcy lub renegotjacji umowy (%)

Kraj	Otwarcie rynku w 2000 r.	Duży przemysł		Drobny przemysł / gospodarstwa domowe	
		Zmiana dostawcy	Renegocjowanie umowy	Zmiana dostawcy	Renegocjowanie umowy
Austria	100	5-10	–	–	–
Belgia	35	5-10	–	–	–
Dania	90	–	86	–	–
Finlandia	100	30	70	10-20	50
Francja	30	5-10	–	–	–
Grecja	30	–	–	–	–
Hiszpania	54	5	50	–	–
Holandia	33	10-20	–	–	–
Irlandia	30	30	35	–	–
Niemcy	100	10-25	50	5	20
Portugalia	30	5	–	–	–
Szwecja	100	100	0	15	15
W. Brytania	100	80	–	30	–
Włochy	45	10-20	–	–	–

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

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 30.09.2002 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %	
Warszawa	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sochaczew	3,10	
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej – Przysucha	6,77	
	MWV ESCO Polska S.A. – Warszawa	1,52	
	VT-ENERGO Sp. z o.o. – Dobrze Miasto	15,80	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Kozienice) – Kozienice	1,35	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Mławie Sp. z o.o. – Mława	8,41	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Góra Kalwaria) – Góra Kalwaria	- 5,70	
	Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Przasnysz) – Przasnysz	17,90	
	Wrocław MWV EPS Polska S.A. – Wrocław *)	-	
	Lubawka MWV EPS Polska S.A. – Lubawka *)	-	
	Drzewica MWV EPS Polska S.A. – Drzewica *)	-	
	Szczecin	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Barlinku Sp. z o.o. – Barlinek	4,44
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gryfice		- 2,08	
Zakład Energetyki Ciepłej (Miasto Białogard) – Białogard		1,73	
Zakłady Chemiczne POLICE S.A. – Police		9,72	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzyrzecz		7,10	
Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świebodzin		3,43	
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Darłowo		7,25	
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Świdwin		4,68	
Miejska Energetyka Ciepła – Jednoosobowa Sp. Gminy Miejskiej w Kołobrzegu Sp. z o.o. – Kołobrzeg		2,78	
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Myślibórz		4,98	
Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych w Chojnie Sp. z o.o. – Chojna		- 2,14	
ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o. – Połczyn Zdrój		3,01	
Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Koszalin		3,76	
Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Zielona Góra		2,62	
Gdańsk		Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A. – Gdańsk	6,33
		Elektrociepłownia Starogard Sp. z o.o. – Starogard Gdański *)	-
	Przedsiębiorstwo INSTAL S.A. – Gdańsk	1,22	
	Zakład Gospodarki Komunalnej w Przechlewie (Gmina Przechlewo) – Przechlewo	- 7,17	
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Olsztyn	1,45	
	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Mrągowo	2,12	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Elk	5,91	
	Administracja Domów Mieszkalnych (Gmina Nowy Staw) – Nowy Staw	7,28	
	ENERGOBALTIC Sp. z o.o. – Gdańsk *)	-	
	Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Elbląg	4,86	
	Zakład Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Czersk	- 15,02	
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej FLUPAL Sp. z o.o. – Słupsk *)	-	
	Ciepłownia Miejskie Sp. z o.o. – Węgorzewo	4,38	
Poznań	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Wąbrzeźno	4,60	
	Przedsiębiorstwo Przemysłu Betonów we Włocławku – Włocławek	- 0,11	
	Zakład Energetyki Ciepłej „ZEC” Sp. z o.o. – Żnin	5,98	
	INSTALGAZ Andrzej Szulc – Opalenica	14,99	
	Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Wronki	19,93	
	Amica Wronki S.A. – Wronki	- 6,60	
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Szamotuły) – Szamotuły	- 1,20	

	WIRBET Sp. z o.o. – Ostrów Wlkp.	4,98
	Cukrownia Zbiersk S.A. – Zbiersk	8,30
	AESULAP CHIFA Sp. z o.o. – Nowy Tomyśl	4,92
	KOMOPAL Sp. z o.o. – Opalenica	- 37,68
	Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej – Lipno	1,30
	BRUN – POL Pomorze – Kujawy Sp. z o.o. – Toruń	0,72
	Zakłady Naprawcze Taboru Kolejowego PATEREK S.A. – Paterek	1,84
	MAKRAN Sp. z o.o. – Poznań	1,99
	Zakład Wodociągów i Kanalizacji (Gmina Krzyż Wlkp.) – Krzyż Wlkp.	13,40
	Elektrociepłownia WAGON Sp. z o.o. – Ostrów Wielkopolski	0,00
Lublin	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Biała Podlaska	1,98
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzyrzec Podlaski	1,19
	Łęczyńska Energetyka Sp. z o.o. – Puchaczów – Bogdanka	6,32
	Krasnystawska Spółdzielnia Mieszkaniowa – Krasnystaw	5,10
	Przedsiębiorstwo Komunalne (Gmina Czarna Białostocka) – Czarna Białostocka	5,25
Łódź	DAMIS – Centrum Bogdan Tomaszewski – Łódź	14,09
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Skierniewice	2,88
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Radomsko	5,92
	Zakład Energetyki Ciepłej w Opocznie Sp. z o.o. – Opoczno	8,20
	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Poddębice	5,75
	PGKiM Sp. z o.o. – Aleksandrów Łódzki	2,20
	PZPB PAMOTEX S.A. – Pabianice	15,04
	Zespół Opieki Zdrowotnej – Łęczyca	5,63
	Cukrownia Wieluń S.A. – Wieluń	1,70
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej BUGAJ Sp. z o.o. – Starachowice	5,61
	CIEPŁOWNIA Sp. z o.o. – Aleksandrów Łódzki	6,83
	Zakłady Sprzętu Precyzyjnego NIEWIADÓW S.A. – Ujazd	19,10
	Zakład Energetyki Ciepłej S.C. – Złoczew	9,45
	Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Wieluń	1,19
	Energetyka Ciepła Miasta Skarżysko Kamienna – Skarżysko Kamienna	5,23
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Sandomierz	0,87
	Huta Ostrowiec S.A. – Ostrowiec Świętokrzyski	3,15
Wrocław	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej TERMAL S.A. – Lubin	7,61
	Zespół Elektrociepłowni Wrocław S.A. – Wrocław	5,47
	CIEPŁOWNICTWO Sp. z o.o. – Nowa Ruda	15,49
	Hutmen S.A. – Wrocław	19,68
	Ciepłownia Złoty Stok TERMEX Sp. z o.o. – Złoty Stok	9,98
	Przedsiębiorstwo Usług Techniczno-Socjalnych Jelcz – Laskowice	11,87
	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy S.A. – Legnica	1,73
	Zakład Ciepłowniczy TERM – HYDRAL Sp. z o.o. – Wrocław	19,95
	Cukrownia Głogów S.A. – Głogów	4,50
	FAMAK S.A. – Kluczbork	- 1,83
Katowice	PROMOT – CIEPŁOWNIA Sp. z o.o. – Skoczów	- 3,64
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tychy	8,10
	Spółka Ciepłowniczo-Energetyczna Jaworzno III Sp. z o.o. – Jaworzno	2,69
	Zakład Ciepłowniczy PŁONIA Sp. z o.o. – Racibórz	4,95
	Przedsiębiorstwo EKSPAR Sp. z o.o. – Siemianowice Śląskie	0,45
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej EKOTERM Sp. z o.o. – Żywiec	4,21
	Rybnicka Spółka Węglowa S.A. – Rybnik	4,65
	Przedsiębiorstwo Czesankowa INTERTEX S.A. – Sosnowiec	0,00
	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o. – Gliwice	2,38

	Elektrociepłownia Zabrze S.A. – Zabrze	- 1,71
	Przedsiębiorstwo Usług Remontowych SZOMBIERKI Sp. z o.o. – Bytom	0,50
	FENICE Poland Sp. z o.o. – Bielsko-Biała	- 4,03
	Ciepłownia Rydułtowy Sp. z o.o. – Rydułtowy	4,84
	Przędzalnia Zawiercie S.A. – Zawiercie	- 0,55
	Elektrociepłownia Tychy S.A. – Tychy	3,87
	Południowy Koncern Energetyczny S.A. – Katowice	2,26
Kraków	BOL – THERM Sp. z o.o. – Bukowno	12,11
	Zakład Czynników Energetycznych Sp. z o.o. – Nowa Dęba	19,14
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Jasło	5,69
	Spółdzielnia Mieszkaniowa w Gorzycach – Gorzyce	- 3,38
	Rafineria Nafty Jedlicze S.A. – Jedlicze	6,72
	ZPOW LEŻAJSK Sp. z o.o. – Leżajsk	0,71
	Elektrownia Stalowa Wola S.A. – Stalowa Wola	4,23
	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o. – Brzeszcze	8,05
	Zakłady Azotowe Tarnów-Mościce S.A. – Tarnów	5,83
	SOC – AL. Sp. z o.o. – Alwernia	- 3,21
	Rafineria Nafty GLIMAR S.A. – Gorlice	5,84
	Elektrownia Skawina S.A. – Skawina	4,16
	EKOPLUS Sp. z o.o. – Kraków	- 3,50
	Rafineria Jasło S.A. – Jasło	1,15
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa – Rzeszów	7,63
	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Strzyżów	- 4,06

*) działalność rozpoczęta w 2002 r.

Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE (stan na 30.09.2002 r.)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Szczecin	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gorzów Wielkopolski	30.08.2002 r.
Poznań	PPU. WODBAR Sp. z o.o. – Barcin	14.08.2002 r.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Energetyczny Toruń S.A.	22.08.2002 r.
2	Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o.	22.08.2002 r.
3	ENERGETYKA Sp. z o.o.	2.09.2002 r.
4	Kuźnia Jawor S.A.	5.09.2002 r.
5	Euro-Energetyka Sp. z o.o.	5.09.2002 r.
6	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ADM”	5.09.2002 r.
7	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN Sp. z o.o.	9.09.2002 r.
8	Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn – Niedzica – Sromowce Wyżne S.A.	16.09.2002 r.
9	„Polskie Huty Stali” – Huta im. Tadeusza Sendzimira S.A.	19.09.2002 r.
10	Terma-Dom Sp. z o.o.	19.09.2002 r.
11	Cukrownia „Dobrzelin” S.A.	19.09.2002 r.
12	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	24.09.2002 r.
13	Wojkowicki Zakład Energetyczny „WOJZEC” Sp. z o.o.	24.09.2002 r.
14	Zakład Ergoelektryczny „Ergo-Stil” Sp. z o.o.	24.09.2002 r.
15	„Ciepłownia Siemianowice” Sp. z o.o.	30.09.2002 r.
16	Nadwiślańska Spółka Węglowa S.A.	30.09.2002 r.
17	Huta POKÓJ S.A.	30.09.2002 r.
18	Huta Baildon S.A. w upadłości	30.09.2002 r.
19	Cukrownia „Ropczyce” S.A.	7.10.2002 r.
20	Stocznia Marynarki Wojennej PP	7.10.2002 r.

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej
(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakład Usług Elektroenergetycznych „Elserv” Sp. z o.o.	22.08.2002 r.
2	Dolnośląski Zakład Termoeenergetyczny S.A.	22.08.2002 r.
3	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „ELTRONIK” Spółka Jawna	5.09.2002 r.
4	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.	5.09.2002 r.
5	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tarnobrzeg Sp. z o.o.	9.09.2002 r.
6	Fabryka Łożysk Toczących – Kraśnik S.A.	9.09.2002 r.
7	Zespół Elektrowni „Dolna Odra” S.A.	9.09.2002 r.
8	„Przedsiębiorstwo Energetyczne” Sp. z o.o.	16.09.2002 r.
9	Zakład Energetyczny Częstochowa S.A.	16.09.2002 r.
10	TECO-PARK Sp. z o.o.	19.09.2002 r.
11	Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	19.09.2002 r.

**Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych
w taryfie dla energii elektrycznej**
(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	ENERGETYKA Sp. z o.o.	2.09.2002 r.

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych
(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Mechaniczne „BUMAR-LABĘDY” S.A.	2.09.2002 r.
2	Zakład Usług Gazowniczych „LOKGAZ” Sp. z o.o.	2.09.2002 r.
3	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ENERGOMEDIA” Sp. z o.o.	19.09.2002 r.
4	„PETRICO” S.A.	30.09.2002 r.
5	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN Sp. z o.o.	30.09.2002 r.

Ustalenie okresu obowiązywania współczynników korekcyjnych
w taryfie dla paliw gazowych
(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Zakłady Mechaniczne „BUMAR-LABĘDY” S.A.	2.09.2002 r.
2	Zakład Usług Gazowniczych „LOKGAZ” Sp. z o.o.	2.09.2002 r.
3	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ENERGOMEDIA” Sp. z o.o.	19.09.2002 r.
4	„PETRICO” S.A.	30.09.2002 r.
5	Zakład Elektroenergetyczny H. Cz. ELSEN Sp. z o.o.	30.09.2002 r.

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE Z URZĘDU
(stan na 11.10.2002 r.)

Wcc – wytwarzanie ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Kielecka Spółdzielnia Mieszkaniowa (patrz: PCC/1)	25-344 Kielce, ul. Kujawska 26

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Kielecka Spółdzielnia Mieszkaniowa (patrz: WCC/1)	25-344 Kielce, ul. Kujawska 26

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe OK. Okuniewski & Kościuk Spółka Jawna	66-200 Świebodzin, Osiedle Żaków 55
2	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „GAZ-MOT” Maria Chorążyczewska, Czesław Chorążyczewski Spółka Jawna	64-920 Piła, ul. Kamienna 24
3	Karol Olak – Przedsiębiorstwo „OLMAX”	47-400 Racibórz, ul. Drewniana 13
4	„Zakład Usługowo-Handlowy Jerzy Kutowski-Jan Ozga” Spółka Jawna	86-141 Lniano, ul. Wyzwolenia 4
5	Stacja Benzynowa „ALS” Alicja i Lechosław Sobkiewicz Spółka Jawna	95-060 Brzeziny, ul. Łódzka 37
6	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „GAZOEX” Spółka Jawna Kazimierz Lemańczyk, Adam Jończyk, Iwona Szklarczyk	34-200 Sucha Beskidzka, ul. Beniowskiego 1

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK
 (stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	Miasto i Gmina Łabiszyn – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Łabiszynie	89-210 Łabiszyn, ul. 11-go Stycznia 11	Wcc
2	„ŻANET” A. Sujczyński & B. Bartos Spółka Jawna	99-400 Łowicz, ul. Napoleńska 5	Opc
3	STALPROFIL S.A.	41-308 Dąbrowa Górnicza, ul. Roździeńskiego 11 a	Opc
4	Wiesław Malinowski, Waldemar Malinowski „WM” Spółka Jawna	72-006 Szczecin, Mierzyn, ul. Wielecka 2	Opc
5	ROLBO Sp. z o.o.	03-610 Warszawa, ul. Rolanda 1	Opc
6	„NEO” Sp. z o.o.	72-510 Wolin, ul. Świerczewskiego 31	Opc
7	CIECH LPG Sp. z o.o.	03-360 Warszawa, ul. Żytomska 5	Opc
8	M&C Sp. z o.o.	81-363 Gdynia, ul. Starowiejska 41/43, lok. 26	Opc
9	„GLOBE” Sp. z o.o.	00-060 Warszawa, ul. Królewska 27	Opc
10	Arkadiusz Wolanin – Zakład Obrotu Towarowego „STAR – POL”	41-200 Sosnowiec, ul. Grota Roweckiego 130	Opc
11	„Forcenergy Polska” Sp. z o.o.	00-665 Warszawa, ul. Nowowiejska 25	Opc
12	Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacji Sp. z o.o.	25-734 Kielce, ul. Jagiellońska 92	Opc
13	Bytomski Holding Produkcyjno-Usługowy S.A.	41-906 Bytom, ul. Konstytucji 91	Opc
14	Tomasz Marciniak – Przedsiębiorstwo Handlowe „TOMAR”	63-300 Pleszew, ul. Różana 1	Opc
15	Jerzy Laskowski – P.W. JUR-e „L” Laskowski Jerzy	64-130 Rydzyna, Kłoda 1	Opc
16	„HESSO – OIL” Sp. z o.o.	01-366 Warszawa, ul. Oświatowa 34 a	Opc
17	Tomasz Gutkowski – GRASS CAVAGNA GROUP POLSKA	09-100 Płońsk, ul. Mazowiecka 6	Opc

18	Spółdzielnia Mieszkaniowa	58-260 Bielawa, Osiedle Włóknarzy 1	Wcc
19	Gmina Ujazd	97-225 Ujazd, Plac Kościuszki 6	Wcc, Pcc
20	Powiat Bielsk Podlaski – Powiatowy Zespól Obsługi Placówek Edukacji Publicznej w Bielsku Podlaskim	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Mickiewicza 46	Wcc, Pcc
21	Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A.	44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Rybnicka 6 c	Pee, Oee
22	„ENE ENERGIA” S.A.	51-122 Wrocław, ul. Romanowskiego 23 A	Opc
23	Marek Essel, Ryszard Essel – „MARGOS” S.C.	19-400 Olecko, ul. Żeromskiego 8	Opc
24	„EUROBOR” Stefan Borkowicz & Jarosław Borkowicz Spółka Jawna	87-400 Golub-Dobrzyń, ul. Szosa Rypińska 26	Opc
25	Stanisław Borkowicz – „BORTANK”	87-400 Golub-Dobrzyń, ul. Szosa Rypińska 26	Opc
26	Arkadiusz Sierhej, Roman Sierhej – „OIL-AR” S.C.	21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Leszczynowa 11	Opc
27	„AUTO ŚLĄSK” Sp. z o.o.	48-300 Nysa, ul. Ujejskiego 5	Opc
28	Edward Rymaszewski, Stefan Muthwill – Stacja Paliw nr 1 S.C.	47-320 Gogolin, ul. Szpitalna	Opc
29	DROBIA S.A.	43-215 Studzienice, ul. Jaskółek 12	Opc
30	„CBM” J. COŁOKIDZI Spółka Jawna	59-700 Bolesławiec, ul. Cieszkowskiego 13 B	Opc
31	„INTERTRANS” PKS S.A.	67-200 Głogów, ul. Piastowska 5	Opc
32	Lidia Beck – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „LOKUM”	43-300 Bielsko-Biała, ul. 1 Maja 19	Opc
33	Przedsiębiorstwo „OMEGA” Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Tolstoja 3 C	Opc
34	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ARTMA” Sp. z o.o.	40-161 Katowice, Al. Korfantego 105	Opc
35	Paweł Müller – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „MÜLLER”	58-530 Kowary, ul. 1 Maja 82 A	Opc
36	ENERGOBALTIC Sp. z o.o.	80-758 Gdańsk, ul. Stary Dwór 9	Wcc, Pcc, Wee
37	P.H.U. „TERMO-INSTAL” Wiesław Kucab	57-300 Kłodzko, ul. Kardynała S. Wyszyńskiego 4/12	Wcc
38	Zakłady Wyrobów Metalowych „SHL” S.A.	25-528 Kielce, ul. Zagnańska 27	Pcc
39	Gmina Miasto Radlin – Zakład Gospodarki Komunalnej	44-310 Radlin, ul. Rymera 15	Pcc, Occ
40	KS-PETRO Sp. z o.o.	04-345 Warszawa, ul. Wspólna Droga 25 A/2	Mpc
41	Europejska Grupa Inicjatyw Gospodarczych „EWIV” Sp. z o.o.	40-001 Katowice, ul. 3 Maja 14/3	Opc
42	„MADEL” Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Mostowa 14	Opc
43	ORIENT EXPRESS Sp. z o.o.	81-824 Sopot, ul. Armii Krajowej 116	Opc
44	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „PETROPOL” Sp. z o.o.	49-300 Brzeg, ul. Sikorskiego 2	Opc
45	Maciej Szydło – P.H.U. „PETROLEUM”	51-679 Wrocław, ul. Partyzantów 111/4	Opc
46	Jacek Kijo – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „KJO”	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Ujezdźka 92 a	Opc
47	„DIHARD” Sp. z o.o.	37-500 Jarosław, ul. Krakowska 32	Opc
48	Mariusz Caronia, Mirosław Żabkiewicz, Krzysztof Oziewicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „LOMAX” S.C.	72-001 Kołbaskowo 63	Opc
49	„AST” Grzegorzowski i Spółka, Spółka Jawna	96-500 Sochaczew, Al. 600-Lecia 57 A	Opc
50	„PETROLUX” Sp. z o.o.	45-116 Opole, ul. Portowa 8	Opc
51	„ORLEN Transport Olsztyn” Sp. z o.o.	11-041 Olsztyn, Gutkowo 54	Opc
52	„EKO-GAS” J. Famulski, M. Mesjasz, Z. Taranek, S. Płuciennik Spółka Jawna	46-320 Praszka, ul. Piłsudskiego 26	Opc
53	Zdzisław Marciniak – Stacja Paliw Zdzisław Marciniak	59-500 Złotoryja, ul. Legnicka 31	Opc
54	PETRO-EKO-OIL Sp. z o.o.	61-846 Poznań, ul. Strzelecka 48 A	Opc
55	Firma Przewozowo-Uslugowa „SOKÓŁ” Sp. z o.o.	53-139 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 168	Opc
56	ABC Logistic S.A.	26-600 Radom, ul. Idalińska 53	Opc
57	„BGM-KAM” Sp. z o.o.	50-950 Wrocław, ul. Krakowska 93/105	Opc

58	„BIJARO” Sp. z o.o.	40-156 Katowice, Al. Korfantego 125 a	Opc
59	Jan Piekut – „TRANS-OIL”	91-024 Łódź, ul. Wielkopolska 53 A	Opc
60	„ATIP” – Ludwiniak Tadeusz, Wójcik Ireneusz Spółka Jawna	05-070 Sulejówek, ul. Okuniewska 2 a	Opc
61	„M.H.” Sp. z o.o.	50-533 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 5	Opc
62	FAST-OIL Sp. z o.o.	06-500 Mława, ul. Batorego 2 A	Opc
63	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „KANAK” Sp. z o.o.	41-200 Sosnowiec, ul. Warszawska 10/24	Opc
64	„SALINEX” Sp. z o.o.	88-100 Inowrocław, ul. P. Bartoszcze 25	Opc
65	EPAL Sp. z o.o.	51-169 Wrocław, ul. Redycka 71	Opc
66	Z.R. – Trans Sp. z o.o.	10-354 Olsztyn, ul. Żeromskiego 23	Opc
67	K&K Sp. z o.o.	43-600 Jaworzno, ul. Olszewskiego 23	Opc
68	„Marek Gierszewski i Spółka – ISPEP” Spółka Jawna	81-341 Gdynia, ul. Węglowa 22	Opc
69	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ARTMA” Sp. z o.o.	40-748 Katowice, ul. Piotrowicka 25	Opc
70	Krzysztof Chrościcki – Stacja Paliw „DAKOIL”	05-310 Kałuszyn, ul. Warszawska 2	Opc

Legenda:

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

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	ENERGOBALTIC Sp. z o.o.	80-758 Gdańsk, ul. Stary Dwór 9	Wcc, Pcc, Wee
2	„NYSAGAZ” Sp. z o.o.	59-900 Zgorzelec, ul. Fabryczna 1	Wcc, Pcc
3	Przedsiębiorstwo Rewitalizacji „KWARTAL” Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Browarniana 6 A	Wcc, Pcc
4	„CETUS” – Energetyka Gazowa Sp. z o.o.	44-266 Świerklany, ul. Wodzisławska 44	Ppg, Opg

Legenda:

- Wcc – wytwarzanie ciepła
- Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
- Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
- Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
- Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE (stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	Usługi Komunalne „Trzebinia” Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, Rynek 18
2	Dolnośląski Zakład Termoeenergetyczny S.A.	58-309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 B
3	Gmina i Miasto Mysłowice – Miejski Zarząd Budynków Mieszkalnych	41-400 Mysłowice, ul. Powstańców 1
4	Instalacje BASISTA Spółka Jawna	44-203 Rybnik, ul. Prosta 144
5	Elektrociepłownia EC NOWA Sp. z o.o.	41-303 Dąbrowa Górnicza, Al. Piłsudskiego 92
6	Cukrownia „GOSTYŃ” S.A.	63-800 Gostyń, ul. Fabryczna 2
7	ZOCH-GAZ Krzysztof Zoch	05-170 Zakroczym, ul. Warszawska 25 B/23
8	„FOG-SYSTEM” Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Mroczna 22
9	Fabryka Obuwia Sportowego „TRAMSA” Sp. z o.o.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Polna 11
10	Miejski Zakład Komunalny w Pajęcznie	98-330 Pajęczno, ul. Międzyzakładowa 3
11	P.H.U. „MILIK” Stacja Paliw	58-260 Bielawa, ul. Sikorskiego 21
12	PERTA-TANK Sp. z o.o.	32-601 Oświęcim, ul. Fabryczna 10
13	„Kamań” Marek Strządała, Krzysztof Rzyman	43-246 Strumień, Zabłocie, ul. Skotnicka 46
14	PLAN Sp. z o.o.	42-100 Kłobuck, ul. Korczaka
15	P.W. GRAMAR Tomasz Grabarek	41-200 Sosnowiec, ul. Szara 1 A
16	P.P.H.U. „WAGAT” Spółka Jawna Wielogórski Góral	07-100 Węgrów, ul. Kościuszki 86
17	GEOFIZYKA TRANS-GAZ Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Chrobrego 50
18	„TERMINAL” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Równoległa 59
19	EMPOL Sp. z o.o.	40-404 Katowice, ul. Oswobodzenia 58
20	P.P.H.U. „CYNK-ŻAK” S.C. Leszek Rak & Janusz Kowalczyk	42-300 Myszków, ul. Pułaskiego 6
21	„EKO-TANK” Spółka Jawna I.J.W.P.T. Kielbasa	33-170 Tuchów, ul. Dąbrówka Tuchowska 66 B
22	JANCAR Jan Kołodziej	40-749 Katowice, ul. Kołodzieja
23	PAWMAR – Paweł Matuszewski	51-126 Wrocław, ul. Kamieńskiego 201-219
24	DEKA-PLUS Sp. z o.o.	48-303 Nysa, ul. Kruczkowskiego 1 A
25	Powiatowy Zakład Opieki Zdrowotnej	27-200 Starachowice, ul. Radomska 70
26	OLE-OIL P.P.H.U. Radosław Pajor	91-341 Łódź, ul. Brukowa 90
27	„LEX” Sp. z o.o.	42-200 Częstochowa, ul. Bór 66 „C”
28	CIEPLIK Sp. z o.o.	01-373 Warszawa, ul. J. Olbrachta 18 B
29	HUSAR Hurt i Detal Paliw Płynnych Sebastian Pietrzak	88-101 Inowrocław, ul. Krusza Duchowna 1
30	PPKS w Bielsku Białej	43-300 Bielsko-Biała, ul. Legionów 54
31	„OMEGA” P.H.U. Sp. z o.o.	67-200 Głogów Młp., ul. Orzechowa 22
32	„Mart-Naftex” Marta Tadej	97-505 Dobryczyce, Blok Dobryczycki, ul. XL-lecia PRL 1
33	ROPEX Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, Osiedle Robotnicze 55
34	TOFMIR Sp. z o.o.	05-220 Zielonka, ul. Poniatowskiego 95
35	Westway Terminal Poland Sp. z o.o.	81-336 Gdynia, ul. Indyjska 1
36	Firma INTER-TANK Grzegorz Owsikowski	97-500 Radomsko, ul. Jarzębinowa
37	Zakład Energetyczny Plock, Multienergetyczne Przedsiębiorstwo Sieciowe Sp. z o.o.	09-400 Plock, ul. Wyszogrodzka 106
38	MARTECH Sp. z o.o.	70-030 Szczecin, ul. Tama Pomarańska 14 E
39	PAWTRANS Sp. z o.o.	02-456 Warszawa, ul. Czereśniowa 98/334
40	P.W. „BAMI” Beata Nenca, Mirosław Nenca S.C.	77-300 Człuchów, ul. Plantowa 2
41	Przedsiębiorstwo Handlowe „TERWIL” Sp. z o.o.	36-060 Głogów Młp., ul. Wygoda 2
42	Firma Handlowo-Transportowa „TRANS-PAL” Grzegorz Dubiel, Tomasz Waligóra	44-200 Rybnik, ul. Drzymały 2
43	Preem Terminale Rzeczne Sp. z o.o.	00-665 Warszawa, ul. Nowowiejska 25
44	DELTA GAZ Sp. z o.o.	05-092 Łomianki, ul. Sierakowska 39
45	Transport Międzynarodowy i Kolejowy Tomasz Dzida	43-200 Pszczyna, ul. Hallera 17
46	Działalność Handlowo-Uslugowa Wojciech Teodorczyk	63-405 Sieroszewice, ul. Kwiatowa 11

47	TRILIUM OIL Sp. z o.o.	00-511 Warszawa, ul. Nowogrodzka 21
48	Rejon Dróg Miejskich Nowa Huta Sp. z o.o.	30-556 Kraków, ul. Wodna 4
49	„INVADO” Sp. z o.o.	59-500 Złotoryja, ul. Legnicka 43
50	Firma Handlowo-Uslugowa „REM-POL” Mariusz Ornat	41-250 Czeladź, ul. Wojkowicka 24
51	EKO BUD PAL Marian Bil	05-082 Stare Babice, ul. Ożarowska 42
52	Przedsiębiorstwo Transportu Samochodowego S.A.	31-752 Kraków, ul. Mrozowa 6
53	„TYMBOR” Sp. z o.o.	07-415 Olszewo Borki, ul. Grabowo 28 A
54	M.T. „PETRO MANAGEMENT” Tatar Mariusz	29-100 Włoszczowa, ul. Kilińskiego 15
55	P.T.H.U. „BOGUSŁAW” Bogusław Matyjaszczyk	97-545 Gomunice, ul. Kopernika 53
56	VAN Sp. z o.o.	20-484 Lublin, ul. Inżynierska 8
57	Gmina Mysłowice	41-400 Mysłowice, ul. Powstańców 1
58	Firma Handlowo-Uslugowa „ENERGI” Robert Dąbrowski	97-400 Bełchatów, ul. Przemysłowa 9
59	EUROTRADE S.A.	09-311 Zielona, ul. 1 Maja 117
60	P.P.H. „Black Red White” Tadeusz Chmiel	23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 63
61	„TUSS” Sp. z o.o.	90-753 Łódź, ul. Żelikowskiego 8/10
62	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej	33-306 Nowy Sącz, ul. Wyspiańskiego 2
63	Beata Kocur-Szczotok „DISPOHL”	44-300 Wodzisław Śląski, ul. Łużycka 42 D
64	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Bełchatowie	97-400 Bełchatów, ul. Przemysłowa 2
65	Przedsiębiorstwo Remontowo-Budowlane „DOMONT”	26-600 Radom, ul. Tartaczna 16/18
66	IZO-ERG Sp. z o.o.	44-100 Gliwice, ul. Jana Śliwki 86
67	„ŁUKASZ” Sp. z o.o.	38-420 Korczyna, ul. Szeptyckiego 1 A
68	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej GEOTERMIA PODHALAŃSKA S.A.	34-500 Zakopane, ul. Nowotarska 35 a
69	„AGMADOR” F.H.U. Agnieszka Jankowska	50-312 Wrocław, ul. Żeromskiego 62/42
70	Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska”	62-410 Zagórz, ul. Konińska 74
71	„GRE-ART.” S.C. Artur Drozd, Grzegorz Rogala	32-050 Skawina, ul. Hallerów 18
72	KETIW Sp. z o.o. P.P.H.U. w Warszawie	03-050 Warszawa, ul. Tapetowa 15
73	ALEX Firma Handlowo-Uslugowa Stanisław Oleksy	32-551 Babice, ul. Topolowa 324

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

(stan na 11.10.2002 r.)

KONCESJE

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Numer decyzji	Zakres zmiany
1	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „PIAST” Sp. z o.o.	31-983 Kraków, ul. Igołomska 29 b	6.08.2002	OPC/291B/3250/W/2/2002/AJP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
2	Przedsiębiorstwo Energetyczne Systemy Ciepłownicze	42-200 Częstochowa, ul. Polskiej Organizacji Wojskowej 2	6.08.2002	WCC/501F/251W/OKA/2002/PP PCC/528H/251W/OKA/2002/PP	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
3	Stacja Paliw Napędowych „WYGODA” S.A.	43-400 Cieszyń, ul. Stawowa 60	6.08.2002	OPC/1325A/1580/W/2/2002/AJP	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
4	„MIDEX LTD” Sp. z o.o.	00-728 Warszawa, ul. Bobrowiecka 1	8.08.2002	OPC/1226A/1185/W/2/2002/ALK	rozszerzenie przedmiotu i zakresu działalności
5	Przedsiębiorstwo Robót Komunikacyjnych w Krakowie S.A.	30-048 Kraków, ul. Czapińskiego 3	8.08.2002	OPC/1474A/1860/W/2/2002/MJ	rozszerzenie zakresu działalności
6	„A.T.H. HERNIK” A. Hernik, T. Hernik Spółka Jawna	26-600 Radom, ul. Kierzkowska 1	9.08.2002	OPC/1130B/977/U/2/2002/MJ	zmiana nazwy i formy prawnej
7	THERMINVEST Sp. z o.o.	80-556 Gdańsk, ul. Wielopole 7	12.08.2002	WCC/1001B/2317/W/4/OGD/2002/AR	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
8	„GIGATERM – INVESTMENT” Sp. z o.o.	81-366 Gdynia, ul. Batorego 28-32	12.08.2002	PCC/714D/107/W/6/OGD/2002/AR	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
9	Miasto i Gmina Łabiszyn – Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	89-210 Łabiszyn, ul. 11-Stycznia 11	12.08.2002	PCC/618A/2497/W/2/2002/MJ	zmiana warunków wydanej koncesji
10	MVV POLSKA S.A.	02-954 Warszawa, ul. Królowej Marysieńki 10	13.08.2002	WCC/1014B/3035/W/OWA/2002/RK PCC/1000B/3035/W/OWA/2002/RK	zmiana koncesji w związku z zakupem nowego źródła w Biskupcu
11	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „LEGIONOWO” Sp. z o.o.	05-120 Legionowo, ul. Sowińskiego 37	13.08.2002	WCC/41A/248/W/OWA/2002/TKC PCC/43A/248/W/OWA/2002/TKC	zmiana koncesji związana ze zmianą szentrem się mocy zainstalowanej
12	Zarząd Portów Miejskich Szczecin i Świnoujście S.A.	70-603 Szczecin, ul. Bytomska 7	13.08.2002	PCC/329A/1390/U/2/2002/MJ OCC/93A/1390/U/2/2002/MJ PEE/75A/1390/U/2/2002/MJ OEE/77A/1390/U/2/2002/MJ	zmiana nazwy spółki

KONCESJE

13	ORLEN Transport Słupsk Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Grodzka 6	14.08.2002	OPC/1276A/1569/W/2/2002/AJP	zmiana nazwy przedsiębiorstwa
14	„RENOGAZ”	01-052 Warszawa, ul. Anielewicza 24 a/39	19.08.2002	OPC/1115A/879/W/2/2002/AJP	zmiana nazwy przedsiębiorstwa
15	„GALON” Sp. z o.o.	41-605 Świętochłowice, ul. Imieli 14	19.08.2002	OPC/1314A/1621/W/2/2002/MJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
16	Referat Komunalny w Starym Targu	82-410 Stary Targ, ul. Świerzewskiego 20	19.08.2002	WCC/901A/1126/W/3/OGD/2002/S.A PCC/928/1126/W/3/OGD/2002/SA	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
17	Zakład Koksochemiczny Zabrze	41-800 Zabrze, ul. Pawliczka 1	20.08.2002	WCC/343B/505/W/OKA/2002/RZ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
18	Przedsiębiorstwo Energetyczne „ENERGETYKA-ROKITA” Sp. z o.o.	56-120 Brzeg Dolny, ul. Sienkiewicza 4	21.08.2002	PCC/438B/206/W/OWR/2002/HC	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
19	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaninowej Sp. z o.o.	26-400 Przysucha, ul. Targowa 52	22.08.2002	WCC/575B/820/W/OWA/2002/LD PCC/603B/820/W/OWA/2002/DL	zmiana adresu firmy
20	Gabriela Rudowska – „ECO RUD” Firma Handlowa	91-342 Łódź, ul. Swojska 4	22.08.2002	OPC/751B/785/W/2/2002/MJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
21	Energetyka Ciepła „KORPEC” Sp. z o.o.	11-430 Korsze, ul. Wolności 19 B	23.08.2002	WCC/891A/1457/W/OGD/2002/BP	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
22	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	80-433 Gdańsk, ul. Zawiszy Czarnego 17	23.08.2002	WCC/27G/169/W/OGD/2002/CW	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
23	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	81-213 Gdynia, ul. Opata Hackiego 14	23.08.2002	WCC/286D/164/W/OGD/2002/MS PCC/299D/164/W/OGD/2002/MS OCC/86A/164/W/OGD/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
24	Huta Szkła „SZCZAKOWA” w upadłości w Jaworznie	43-602 Jaworzno, ul. Kolejarzy 81	26.08.2002	WCC/217C/1382/W/OKA/2002/HM PCC/230C/1382/W/OKA/2002/HM	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
25	Energetyka Ciepła w Polczynie Zdroju Sp. z o.o.	78-320 Polczyn, ul. Mieszka 119	26.08.2002	WCC/682C/1979/W/OSZ/2002/BS	zawężenie przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
26	LIDMAN Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	42-520 Dąbrowa Górnicza, Al. Zwycięstwa 97	28.08.2002	WCC/946A/1637/W/OKA/2002/JL PCC/952A/1637W/OKA/2002/JL	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

27	Zakłady Mechaniczne „Bumar Łabędy”	44-109 Gliwice, ul. Mechaników 9	28.08.2002	PCC/220A/676/W/OKA/2002/RK	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
28	Poznańska Energetyka Ciepła S.A.	60-321 Poznań, ul. Świerzawska 18	28.08.2002	WCC/448C/154/W/OPO/2002/AJ PCC/469C/154/W/OPO/2002/AJ OCC/128A/154/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
29	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Legnica S.A.	59-220 Legnica, ul. Poznańska 48	29.08.2002	WCC/130E/157/W/8/OWR/2002/TT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
30	Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A.	70-603 Szczecin, ul. Bytomska 7	30.08.2002	PCC/902A/827/U/2/2002/MJ OCC/268A/827/U/2/2002/MJ PEE/208A/827/U/2/2002/MJ OEE/247A/827/U/2/2002/MJ	zmiana nazwy przedsiębiorstwa
31	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-300 Myślibórz, ul. Lipowa 13	30.08.2002	WCC/42C/389/W/OSZ/2002/JC	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
32	„FENICE Poland” Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79 A	2.09.2002	PEE/137B/9257/W/1/2002/BT OEE/145B/9257/W/1/2002/BT PPG/7B/9257/W/1/2002/BT OPG/6B/9257/W/1/2002/BT	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
33	Świetlicki Zdzisław – Dystrybucja Gazem Stacja Auto-Gaz	28-500 Kazimierza Wielka, ul. Szkolna 7/8	5.09.2002	OPC/173A/4480/U/2/2002/ALK	zmiana zakresu prowadzonej działalności
34	MPPH „GAL” Sp. z o.o.	30-211 Kraków, ul. Piastowska 8 D	5.09.2002	OPC/675A/9588/W/2/2002/ALK	zmiana koncesji polegająca na objęciu obrotu detalicznego i na rozszerzeniu zakresu prowadzonej działalności
35	„DOMINEX” Sp. z o.o.	35-210 Rzeszów, ul. Reymonta 9	5.09.2002	OPC/1554A/1561/W/2/2002/ALK	zmiana siedziby przedsiębiorstwa
36	„HTS” SPACZYŃSCY Sp. z o.o.	40-321 Katowice, ul. Gen. Hallera 18	5.09.2002	OPC/641A/9670/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy i siedziby przedsiębiorstwa
37	„SILESIA OIL” Sp. z o.o.	43-174 Łaziska Górne, ul. Wapienna 2	5.09.2002	OPC/1055A/799/W/2/2002/ALK	zmiana koncesji polegająca na objęciu obrotu detalicznego
38	Zakład Wodociągów Kanalizacji i Ciepłownictwa Sp. z o.o.	64-761 Krzyż Wilkp., ul. Mickiewicza 58 a	5.09.2002	WCC/913B/2600/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

39	Krzysztof Dudkowski, Krzysztof Wieczorek ECO-TRANS Spółka Jawna	99-400 Łowicz, ul. Gen. Klickiego 56 A	5.09.2002	OPC/968B/9635/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
40	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „WODBAR” Sp. z o.o.	88-190 Barcin, ul. Lotników 13	6.09.2002	PCC/305B/415/W/OPO/2002/AJ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
41	„JK SERVICE” Sp. z o.o.	02-372 Warszawa, ul. Opaczewska 42/1	9.09.2002	OPC/243A/1551/W/2/2002/AJP	zmiana siedziby przedsiębiorstwa
42	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	12-221 Ruciane Nida, ul. Kwiatowa 6 a	9.09.2002	PCC/414B/523/W/OGD/2002/SK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
43	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	65-602 Zielona Góra, ul. Miodowa 3	9.09.2002	PCC/177-B/191/W/OSZ/2002/AS	zmiana terminu wyposażenia 20 węzłów cieplnych w układy automatycznej regulacji
44	P.H.U. TEMA Sp. z o.o.	66-400 Gorzów Wlkp., ul. Podmiejska 18	9.09.2002	OPC/2277A/3738/W/2/2002/BP	zmiana zakresu prowadzonej działalności
45	ELJOR Aleksander Jaworski i Elżbieta Jaworska Spółka Jawna	87-620 Kikół, ul. Rypińska 11	9.09.2002	OPC/1455A/2069/W/2/2002/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
46	TKT Polska S.A.	03-994 Warszawa, ul. Wat Miedzieszyński 630	10.09.2002	WCC/1052/3394/W/OWA/2002/RW	koncesjonariusz otrzymał koncesję na nowy zakres działalności
47	OMNIBUS Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Piotrowski, Sowa, Sztajner, Szulc Spółka Jawna	41-500 Chorzów, ul. Parkowa – Teren WPK 1W	10.09.2002	OPC/156B/3901/W/2/2002/AJP	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
48	Zakład Produkcji Ciepła ŻORY Sp. z o.o.	44-240 Żory, ul. Gwarków 1	10.09.2002	PCC/830B/9297/W/OKA/2002/HM	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
49	ENERTRAG Polska Sp. z o.o.	70-325 Szczecin, ul. Piastów 3	10.09.2002	WEE/151A/8056/P/1/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
50	WARTER Sp. z o.o.	05-500 Piaseczno, ul. Gen. Okulickiego 4	12.09.2002	WPC/11A/2881/W/2/2002/BP	zmiana nazwy przedsiębiorstwa
51	Zakład Energetyki Ciepłej	77-200 Miastko, ul. Kowalska 2	13.09.2002	WCC/300A/377/W/OGD/2002/BP PCC/312B/377/W/OGD/2002.BP	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
52	„POLPETROL” M. Tomkiewicz, E. Wawrzyniak Spółka Jawna	30-417 Kraków, ul. Ks. J. Tischnera 10	16.09.2002	OPC/772/687/W/2/2002/MJ	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa

53	F.H.U. „ORZEL” Stanisław Kukla, Bolesław Kukla Spółka Jawna	32-722 Królówka, Muchówka 185	16.09.2002	OPC/1096A/9928/U/2/2002/ALK	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
54	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	42-606 Tarnowskie Góry, ul. Miodowa 1	16.09.2002	WCC/546C/345/W/OKA/2002/KR	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
55	BOJARZ TANK A. M. Bogunia, B. J. Jarzyna Spółka Jawna	34-106 Mucharz, Jaszczurowa	19.09.2002	OPC/1802A/2509/W/2/2002/BP	zmiana dotycząca oznaczenia formy prawnej
56	„AUTO-EKO-GAZ Maciejkowicz Elzbieta, Gancarczyk Iwona, Gancarczyk Władysław – Spółka Jawna”	41-400 Mysłowice, ul. Obrzeźna Północna 15	19.09.2002	OPC/876A/900/W/2/2002/BP	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
57	HARPEN	53-333 Wrocław, ul. Powstańców Śl. 28/30	19.09.2002	WCC/742F/11/W/OWR/2002/HC	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
58	Energetyka Kaliska S.A.	62-800 Kalisz, Al. Wolności 8	19.09.2002	OEE/18C/2687/W/1/2002/BT	zmiana polegająca na konieczności dostosowania umów do obowiązujących przepisów
59	Spółka Ciepłowniczo-Energetyczna Jaworzno III Sp. z o.o.	43-603 Jaworzno, Al. Tysiąclecia 7	20.09.2002	PCC/66A/205/W/OKA/2002/RZ	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
60	KRI Sp. z o.o.	62-081 Przeźmierowo, Wysokogotowo k/Poznań, ul. Skórzewska 35	20.09.2002	PPG/69B/3491/W/2/2002/AS	zmiana zakresu prowadzonej działalności
			30.09.2002	OPG/69B/3491/W/2/2002/AS WCC/1019B/3491/W/OPO/2002/AJ PCC/1004B/3491/W/OPO/2002/AJ	nośności; zmiana przedmiotu i zakresu działalności
61	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	14-310 Młakowo, ul. Olsztyńska 16	23.09.2002	WCC/532E/558/W/OGD/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
62	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki SIARKOPOL PP	39-405 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 50	23.09.2002	PEE/11A/583/W/1/2002/MS OEE/13A/583/W/1/2002/MS	zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności
63	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Toruń Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. M. Skłodowskiej-Curie 41	23.09.2002	WCC/888A/218/W/OPO/2002/AJ PCC/72B/218/W/OPO/2002/AJ OCC/28B/218/W/OPO/2002/AJ	zmiana nazwy oraz przedmiotu i zakresu działalności (tylko w przypadku Pcc)
64	Krasnostawska Spółdzielnia Mieszkaniowa	22-300 Krasnystaw, ul. Okrzei 25	24.09.2002	WCC/437A/2771/W/OLB/2002/JD	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
65	„Energomedia” Sp. z o.o.	32-540 Trzebinia, ul. Fabryczna 22	25.09.2002	PEE/167A/90/W/1/2002/MS OEE/184A/90/W/1/2002/MS	zmiana zakresu działalności
66	Elzam-Holding S.A.	82-300 Elbląg, ul. Grunwaldzka 2	25.09.2002	PCC/635A/756/W/OGD/2002/SK OCC/168A/756/W/OGD/2002/SK	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
67	„IDEA 98” Sp. z o.o.	42-680 Tarnowskie Góry, ul. Zagórska 83	26.09.2002	WCC/1002A/3281/W/OKA/2002/PF PCC/994A/3281/W/OKA/2002/PF	zmiana przedmiotu i zakresu działalności

68	VT-Energo Sp. z o.o.	01-167 Warszawa, ul. Zawiszy 10	27.09.2002	PCC/911C/1149/W/OWA/2002/AR	zmiana adresu firmy oraz dodanie warunku koncesyjnego nt. konieczności wykonania opomiarowania do 31.12.2002 r.
69	"PRO-NAFT" Sp. z o.o.	47-200 Kędzierzyn-Koźle, ul. Łukasiewicza 22	27.09.2002	OPC/1891A/2621/W/2/2002/AS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
70	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe "BIS" Spółka Jawna Józef Szyszko i Jerzy Szyszko	63-640 Bralin, ul. Namysłowska 7	27.09.2002	OPC/691C/9531/W/2/2002/BP	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
71	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-200 Świebodzin, Osiedle Łużyckie 39	27.09.2002	WCC/183B/386/OSZ/W/2002/RN	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
72	Marianna Rowicka – Przedsiębiorstwo Handlowe "BENZ-OIL"	08-110 Siedlce, ul. Torowa 25	2.10.2002	OPC/1453A/1831/W/2/2002/MJ	zmiana siedziby przedsiębiorstwa
73	Zarnowiecka Elektrownia Gazowa Sp. z o.o.	80-286 Gdańsk, ul. Jaśkowa Dolina 81	3.10.2002	WEE/61A/8040/P/1/2002/MS	przedłużenie terminu promesy
74	"CPS – Polska" Sp. z o.o.	02-384 Warszawa, ul. Włodarzewska 69	7.10.2002	OPC/2042A/3498/W/2/2002/MJ	zmiana siedziby przedsiębiorstwa
75	Elektrownia "Kozienice" S.A.	26-911 Świerże Górne	7.10.2002	WEE/11C/1271/W/1/2002/BT	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
76	"ALFA" Sp. z o.o.	97-320 Woiłbórz, ul. Gadki 10	7.10.2002	OPC/1640A/2127/W/2/2002/MJ	zmiana siedziby przedsiębiorstwa
77	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe "RAGO" Sp. z o.o.	15-103 Białystok, ul. I Armii Wojska Polskiego 2 A	8.10.2002	OPC/315B/3384/W/2/2002/MJ	zmiana nazwy i formy prawnej przedsiębiorstwa
78	Przedsiębiorstwo Robót Zmechanizowanych "BUDOSTAL-8" S.A.	30-716 Kraków, ul. Przewóz 34	9.10.2002	OPC/1937A/3312/W/2/2002/AS	zmiana przedmiotu i zakresu działalności
79	"Polskie Huty Stali" – Huta Cedler S.A.	41-200 Sosnowiec, ul. Niwecka 1	9.10.2002	PEE/200A/587/W/1/2002/BT OEE/230A/587/W/1/2002/BT	zmiana statutu spółki
80	Firma Handlowa "DUET" Marek Kampka, Beata Kampka Spółka Jawna	47-400 Racibórz, ul. Watbrzyska 24	9.10.2002	OPC/505A/9214/U/2/2002/ALK	zmiana koncesji związanej z koniecznością dopasowania jej warunków do obowiązujących przepisów prawnych

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Peo – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM SPROSTOWANO DECYZJE KONCESYJNE (stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres sprostowania
1	Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej	88-140 Gniewkowo, ul. Kilińskiego 9	13.08.1999	Wcc	sprostowanie pomyłki w „PRZEDMIOCIE i ZAKRESIE DZIAŁALNOŚCI”
2	Huta „Andrzej” S.A.	46-059 Zawadzkie, ul. Ks. Wajdy 1	27.02.2002	Wcc, Pcc	błąd rachunkowy w mocy zainstalowanej
3	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej – Oława Sp. z o.o.	55-200 Oława, ul. Nowy Otok 1	26.03.2002	Wcc	sprostowanie adresu firmy

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE (stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Zakłady Chemiczne STREM S.A. w upadłości	42-530 Dąbrowa Górnicza, ul. Puszkińska 41	13.08.2002	Pee, Oee	zaprzeszanie działalności
2	„TERMET” S.A.	58-160 Swiebodzice, ul. Wałbrzyska 33	20.08.2002	Wcc	zaprzeszanie działalności
3	Gmina Buk – Zakład Gospodarki Komunalnej	64-320 Buk, ul. Przemysłowa 10	22.08.2002	Pcc, Occ	sprzedaż majątku, zaprzestanie działalności
4	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	11-440 Reszel, ul. Warmińska 18 a	23.08.2002	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
5	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej	11-730 Mikołajki, ul. Kolejowa 6	23.08.2002	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
6	Robert Zarębski – „AMICO” Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe	58-573 Piechowice, ul. Piastów 8	26.08.2002	Opc	nie uiszczenie opłaty koncesyjnej
7	„Orzeł Biały” S.A.	41-902 Bytom, ul. Siemianowicka 98	28.08.2002	Wcc, Pcc	zaprzeszanie działalności
8	Rołnicza Korporacja Spółdzielcza w Czempiniu	64-020 Czempień, ul. Nowa 6	30.08.2002	Wcc, Pcc	sprzedaż majątku, zaprzestanie działalności
9	Jacek Jarzyna i Antoni Słowik – P.P.H. REX S.C.	43-603 Jaworzno, ul. Wapniówka 2	9.09.2002	Opc	zaprzeszanie działalności
10	„ZANET” A. Sujczyński & B. Bartos Spółka Jawna	99-400 Łowicz, ul. Napoleońska 5	11.09.2002	Opc	zaprzeszanie działalności
11	Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki SIARKOPOL Sp. z o.o. w likwidacji	39-405 Tarnobrzeg, ul. Zakładowa 50	23.09.2002	Ppg, Opg	zaprzeszanie działalności
12	Kazimierz Stryjewski – „PETROX-CENTRUM”	04-345 Warszawa, ul. Wspólna Droga 25 a/2	4.10.2002	Mpc, Opc	zaprzeszanie działalności
13	„OPEK – OIL Polska” Sp. z o.o.	80-231 Gdańsk, ul. Fiszera 4 d/9	8.10.2002	Opc	nie uiszczenie opłaty koncesyjnej

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE LUB UCHYŁONO DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres umorzenia/uchylenia
1	SILESIA OIL Sp. z o.o.	43-174 Łaziska Górne, ul. Wapienna 2	8.08.2002	-	umorzenie postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej
2	Edward Galiński – Przed- siębiorstwo Energetyki Ciepłej „ERG”	78-400 Szczecinek, ul. Słowińska JAR	12.08.2002	-	umorzenie postępowania w sprawie cofnięcia wydanej koncesji
3	Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze Sp. z o.o.	56-120 Brzeg Dolny, ul. Sienkiewicza 4	14.08.2002	Pcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
4	Robert Zarębski – „AMICO” Przedsiębiorstwo Produk- cyjno-Handlowo-Usługowe	58-573 Piechowice, ul. Piastów 8	22.08.2002	Opc	umorzenie postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej
5	Janusz Buła – „VARIUS”	57-100 Strzelin, ul. Jana Pawła II 12/3	5.09.2002	-	umorzenie postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej
6	Elektrociepłownia Tychy S.A.	43-100 Tychy, ul. Przemysłowa 47	5.09.2002	Wcc	umorzenie postępowania w sprawie zmiany koncesji
7	Górnośląska Agencja Handlowa „G.A.H” Sp. z o.o.	40-315 Katowice, Al. Roździeńskiego 210	19.09.2002	Opc -	uchylenie koncesji z powodu nie prowadzenia działalności; umorzenie postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej
8	Huta Metali Nieżelaznych „Szopienice” S.A.	40-389 Katowice, ul. Lwowska 23	20.09.2002	Ppg, Opg	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
9	ENERGOTECHBUD Sp. z o.o. w organizacji	44-240 Żory, ul. Fabryczna 12	24.09.2002	Wcc, Pcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
10	Powiatowy Zakład Opieki Zdrowotnej	27-200 Starachowice, ul. Radomska 70	27.09.2002	Wcc	wytwarzanie ciepła (moc zamówiona poniżej 1 MW)
11	Tadeusz Karbowski – Przed- siębiorstwo Produkcyjno- Usługowo-Handlowe	63-600 Kępno, Gręba- nin Kolonia I nr 19	2.10.2002	Opc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
12	Bielawskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-260 Bielawa, ul. Bankowa 5	2.10.2002	Wcc	umorzenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji
13	Marcin Syska, Zbigniew Gło- wacki – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „POLGAZ” S.C.	09-540 Sanniki, Lasek	4.10.2002	-	umorzenie postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej

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, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Czesław Jagła – Zakłady Mięsne w Krotoszynie	67–700 Krotoszyn, ul. Kobylińska 1	19.09.2002	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
2	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej KOMOPAL Sp. z o.o.	64–330 Opalenice, ul. 3 Maja 22	25.09.2002	Wcc	moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem
3	BESTER S.A.	58–263 Bielawa, ul. Jana III Sobieskiego 19 A	30.09.2002	Pcc	działalność gospodarcza nie wymaga koncesji
4	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „POLGAZ”	09–540 Sanniki, Lasek	4.10.2002	Opc	działalność gospodarcza nie wymaga koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZAWIESZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE

(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zawieszenia
1	JK SERVICE Sp. z o. o.	21–512 Zalesie, Wólka Dobryńska 159	19.04.2002	Opc	wydanie decyzji zależy od uprzedniego rozstrzygnięcia zagadnienia wstępnego przez inny organ
2	Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej Sp. z o.o.	43–200 Pszczyna, ul. Zdrojowa 4	26.09.2002	Wcc, Pcc, Occ	zawieszenie postępowania w sprawie udzielenia koncesji

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Opc – obrót paliwami ciekłymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYCH WNIOSKI KONCESYJNE POZOSTAŁY BEZ ROZPOZNANIA

(stan na 11.10.2002 r.)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	„ABC Leasing” Sp. z o.o.	62–800 Kalisz, ul. Widok 7-9	21.08.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
2	„SNG Polska” Sp. z o.o.	00–478 Warszawa, Al. Ujazdowskie 6 a	22.08.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
3	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „POL-MIX”	40–560 Katowice, ul. Jesionowa 9 a	22.08.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
4	P.U.H. TAW-TANK Wacław Szlegar, Andrzej Zawila, Tadeusz Mierocha	43–382 Bielsko-Biała ul. Międzyrzecka 250	9.09.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
5	Halina Pacholczyk – H.M. i M.P.	40–146 Katowice, ul. Mikusińskiego 40/30	11.09.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
6	Przedsiębiorstwo Przerobu i Obrotu Złomem Metali „HK-CUTIRON” Sp. z o.o.	41–303 Dąbrowa Górnicza, ul. Jasna 54	11.09.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
7	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Jan Czubała	80–716 Gdańsk, ul. Rzęsna 3	11.09.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
8	Dolnośląski Zakład Termo-energetyczny S.A.	58–309 Wałbrzych, ul. Broniewskiego 1 A	16.09.2002	Pcc, Occ	nie usunięcie braków formalnych
9	Jerzy Subocz – Stacja Paliw Płynnych „DEX”	67–200 Wschowa, Obręb Konradowo dz. 460/3	19.09.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
10	Andrzej Grajcarek – Firma Wielobranżowa „MIRAN”	93–254 Łódź, ul. Zapolskiej 50/1	19.09.2002	Opc	brak informacji dot. działalności
11	Leszek Liszewski – P.H.U. „AUTO-GAZ”	04–136 Warszawa, ul. Młódzka 27	27.09.2002	Opc	nie usunięcie braków formalnych
12	„PAWELEC – GALON” Spółka Jawna	08–455 Trojanów, Mroków	27.09.2002	Opc	nie usunięcie braków formalnych
13	Jerzy Kunica – „CETAN”	10–467 Olsztyn, ul. Żeromskiego 23 G	27.09.2002	Opc	nie usunięcie braków formalnych
14	Barbara Braksator – „NAFTOIWEST”	42–200 Częstochowa, ul. P. Bardowskiego 22/4	27.09.2002	Opc	nie usunięcie braków formalnych
15	Piotr Banasiewicz – „OP-TRANS”	43–300 Bielsko-Biała, Plac Wojska Polskiego 13/8	27.09.2002	Opc	nie usunięcie braków formalnych
16	Jolanta Wiśniewska – Firma Handlowa	76–200 Słupsk, ul. Piłsudskiego 3/21	27.09.2002	Opc	nie usunięcie braków formalnych
17	Pomorska Baza Paliwowa Sp. z o.o.	82–300 Elbląg, ul. Królewiecka 105 a	27.09.2002	Opc	nie usunięcie braków formalnych
18	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Wydawnicze GRT „WIENIAWA” J. S. Ł. Leszczyński i H. Będkowska Spółka Jawna	42–470 Siewierz, ul. Młyńska 1	7.10.2002	Opc	nie usunięcie braków formalnych

Legenda:

Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Occ – obrót ciepłem

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Tabela 4. Gaz dostarczany w wyniku zmiany dostawcy lub renegotjacji umowy (%)

Kraj	Otwarcie rynku w 2000 r.	Duży przemysł		Drobny przemysł / gospodarstwa domowe	Udział TPA w całości obrotu
		Zmiana dostawcy	Renegocjowanie umowy	Zmiana dostawcy	
Austria	49	5	–	–	5
Belgia	59	5	–	–	2
Dania	30	0	–	–	0
Francja	20	10-20	–	–	3
Hiszpania	72	5-10	28	–	7
Holandia	45	30	–	–	17
Irlandia	75	20-30	–	–	25
Luksemburg	51	0	–	–	0
Niemcy	100	5	–	1	2
Szwecja	47	5	–	–	0
W. Brytania	100	90	–	45	100
Włochy	96	10-20	–	–	16

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

niższych cen. Należy jednak zauważyć, iż w ten sposób również przejawia się wzrost konkurencji na rynku.

Dla odbiorców korzystających z zasady dostępu do systemu duże znaczenie ma struktura i wysokość opłat przesyłowych. Opłaty za dostęp do sieci przesyłowych powinny z jednej strony odzwierciedlać koszty i umożliwiać niedyskryminacyjny dostęp wszystkim użytkownikom, z drugiej strony muszą zapewniać środki na inwestycje w utrzymanie sieci, modernizację i rozbudowę.

Taryfy w krajach piętnastki nie są jednolite i w niektórych państwach obowiązują opłaty dystansowe (*point-to-point*), w innych opłaty strefowe, czyli zmienne w zależności od punktów wejścia i wyjścia, a w niektórych standardowe opłaty ryczałtowe (*post stamp*).

Problemem, który został zasygnalizowany w państwach członkowskich, jest poziom opłat za usługi przesyłowe. Opłaty za przesył sieciami elektroenergetycznymi kształtują się średnio w przypadku niskiego napięcia na poziomie 10 Euro/MWh, w przypadku średniego napięcia ceny nie przekraczają 20 Euro/MWh, a najdroższy jest przesył sieciami wysokiego napięcia – z wyjątkiem Austrii, Niemiec i Hiszpanii – do 40 Euro/MWh⁶⁾.

Koszt dostępu do sieci gazowych również jest bardzo zróżnicowany w poszczególnych państwach Unii i waha się od 0,36 do 2,47 Euro/MWh/100 km⁷⁾. Najtańszy dostęp do sieci oferowany jest w Wielkiej Brytanii, Niemczech oraz Holandii, najdroższy w Szwecji i Włoszech.

Dodatkowym problemem jest kwestia nawarstwiania opłat przesyłowych (ang. *pancaking*), co jest bezpośrednio odzwierciedlane w płatności za dostarczoną energię elektryczną lub gaz, ponoszoną przez odbiorcę końcowego.

6) Podane ceny są cenami netto za rok 2001.

7) Podane ceny są cenami netto za rok 2001.

Zasadniczo oczekuje się, że otwarcie rynku powinno w pewnym stopniu doprowadzić do rozproszenia dotychczas uprzywilejowanych graczy ze względu na wzrost handlu transgranicznego oraz ze względu na fakt, iż firmy powinny poszukiwać miejsca dla siebie na innych rynkach. Utrudniają to jednak ograniczenia techniczne. Całkowity fizyczny przepływ energii elektrycznej pomiędzy państwami członkowskimi wynosi ok. 7-8% całkowitego zużycia energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Kiedy porównujemy to ze zdolnościami przesyłowymi to okazuje się, że połączenia pomiędzy państwami członkowskimi są praktycznie w całości wykorzystane.

W przypadku gazu ponad 60% konsumpcji całej Unii Europejskiej przechodzi przez co najmniej jedną granicę. Tak wielki udział obrotu transgranicznego nie wynika jednak z dużych zdolności przesyłowych ani z lepszego funkcjonowania konkurencji na rynku gazu, lecz z lokalizacji głównych źródeł gazu dla Europy.

Oznacza to, że w celu umożliwienia funkcjonowania wspólnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej jak również gazu, konieczna jest większa integracja narodowych rynków, a przede wszystkim konieczne jest opracowanie jednolitego europejskiego systemu taryfikacji usług przesyłowych oraz zwiększenie przepustowości sieci.

Kolejnym problemem, który występuje w większości państw członkowskich jest wysokość cen energii na rynku bilansującym. Operatorzy systemów przesyłowych są krytykowani za sposób ustalenia tych opłat. We Francji cena MWh zakupionej na rynku bilansującym jest niekiedy siedmiokrotnie wyższa niż cena energii dostępnej w obrocie. Ten problem pojawia się również w Wielkiej Brytanii.

Analogicznym problemem, który pojawił się w sektorze gazowym jest zbyt restrykcyjny system bilansowania, pozornie spełniający warunki równych szans konku-

rowania, może jednak faworyzować dotychczasowych uczestników rynku. W niektórych krajach obowiązuje uciążliwy system bilansowania godzinowego, a wysokość opłat za zrównoważenie systemu jest zbyt wysoka. Komisja Europejska najkrytyczniej ocenia zasady bilansowania systemu obowiązujące w Belgii, Danii, Niemczech oraz w Holandii. Stosunkowo najlepiej oceniono systemy stosowane w Irlandii i Wielkiej Brytanii.

Również dostęp do objętości magazynowych gazu nabiera kluczowego znaczenia wraz z postępującą liberalizacją rynku stając się podstawowym źródłem przewagi konkurencyjnej danego dostawcy. Często objętości magazynowe w całości lub znacznej części pozostają w dyspozycji operatora sieci przesyłowej, co tłumaczy się wymaganiami natury operacyjnej lub względami bezpieczeństwa dostaw.

Warunki dostępu do objętości magazynowych są bardzo niejednolite w poszczególnych krajach Unii. W Austrii, Irlandii, Szwecji i Luksemburgu nie ma możliwości korzystania z usług magazynowania gazu bądź to z powodu braku infrastruktury (zbiorników) lub z powodu braku formalnego uregulowania tej kwestii (w Austrii). We Francji, Holandii i Belgii magazynowanie jest dostępne jedynie w ramach usług bilansowania, świadczonych w powiązaniu z umowami o świadczenie usług przesyłowych. Zaledwie w kilku krajach (Danii, Niemczech, Wielkiej Brytanii, Włoszech i Hiszpanii) dostęp do objętości magazynowych jest możliwy bez formalnych ograniczeń, choć może być dostępny na różnych zasadach (np. umowy dwustronne, aukcje).

W przypadku energii elektrycznej problemem jest też koncentracja mocy wytwórczych. Powoduje to, iż wejście na rynek nowych graczy jest praktycznie niemożliwe bez ścisłej kontroli hurtowego obrotu energią elektryczną i rynku bilansującego. Z danych dostarczonych Komisji Europejskiej wynika, że w większości państw członkowskich występuje znaczna koncentracja mocy wytwórczych. Ilość energii elektrycznej wytworzona przez trzech największych wytwórców w poszczególnych państwach członkowskich w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej przez wszystkich producentów w danym państwie członkowskim wynosi od 44% w Wielkiej Brytanii do 98% we Francji. Aby ułatwić wprowadzenie zasad konkurencji większość państw członkowskich wprowadziła obowiązek sprzedaży zdolności wytwórczych przez głównych dostawców. Działania takie najbardziej widoczne są w Wielkiej Brytanii i we Włoszech gdzie ENEL musi sprzedać moce wytwórcze w wielkości 150000 MW przed 2003 r. Inne państwa członkowskie takie jak Francja czy Irlandia umożliwiły sprzedaż energii elektrycznej na rynku za pomocą specjalnych procedur (aukcje).

Podobny problem występuje na rynku gazu, gdzie można zaobserwować silną koncentrację produkcji i dostaw gazu na rynek Unii Europejskiej. Wydaje się, że Komisja Europejska ma świadomość tego problemu i są już podejmowane działania w kierunku zwiększenia liczby niezależnych dostawców gazu dla Unii. Przykładem

jest porozumienie zawarte z norweskim zrzeszeniem eksporterów gazu GFU⁸⁾.

Kolejną barierą we wprowadzaniu mechanizmów wolnej konkurencji, z którą będą musiały uporać się rządy krajów Unii Europejskiej, jest forma i zakres rozdziału rodzajów działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne i gazowe (ang. *unbundling*).

Celem funkcjonalnego rozdziału działalności i księgowych rozliczeń kosztów poszczególnych rodzajów działalności jest zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu do rynku (w szczególności do usług sieciowych) oraz uniemożliwienie pionowo zintegrowanym koncernom dyskryminacji podmiotów ubiegających się o dostęp do rynku i faworyzowanie swojej działalności handlowej. Pozwala ponadto w sposób przejrzysty oddać strukturę kosztów, co stanowi istotne znaczenie z punktu widzenia regulacji. Rozdział może przyjąć kilka form, różniących się stopniem zaawansowania: rozdział kont rachunkowych, rozdział funkcjonalny, operacyjny, czy też pełny rozdział właścicielski.

W większości krajów dokonano rozdziału działalności przynajmniej na poziomie księgowania kosztów (tabela 2). W przypadku gazu tylko w Wielkiej Brytanii istnieje całkowity właścicielski rozdział przesyłu od funkcji handlowych. W sektorze elektroenergetycznym pełny rozdział występuje oprócz Wielkiej Brytanii również w Szwecji i Finlandii.

Z informacji jakie przekazywane są przez podmioty próbujące wejść na rynek wynika jednak, że faktyczny rozdział, a w szczególności obowiązek zachowania konfidencjonalności informacji nie jest przestrzegany. Na przykład w Niemczech regionalni dostawcy gazu nadal ograniczają się do oferowania usług na swoim terenie. Tłumaczyć to należy powiązaniem kapitałowymi między głównymi spółkami gazowymi i obawami, że wzajemna konkurencja doprowadzi do zmniejszenia wartości poszczególnych firm. Przynajmniej w kilku innych krajach związki kapitałowe między firmami lub ich pionowa integracja mogą przyczyniać się do istnienia barier w wyborze dostawcy gazu.

* * *

Pomimo implementacji postanowień obu dyrektyw do ustawodawstwa krajowego i pomimo formalnego otwarcia rynków krajowych w stopniu zdecydowanie większym niż wymagają tego zapisy Dyrektyw, trudno jeszcze mówić o wypracowaniu jednolitych zasad swobodnego dostępu do sieci przesyłowych. Do pokonania pozostało jeszcze szereg barier i trudności, które sprawiają, że rzeczywiste otwarcie rynków energii i gazu jest znacznie mniejsze niż deklarowane (nominalne).

Uregulowania wymaga kwestia struktury taryf, które nie są publikowane z odpowiednio dużym wyprzedze-

8) Porozumienie zobowiązuje Statoil i Norsk Hydro (stałych członków GFU) do zaprzestania wspólnych działań marketingowych i łączonej sprzedaży na rynek UE, a także do sprzedaży w okresie do 2005 roku określonej ilości gazu (15,2 mld m³) tylko nowym odbiorcom, którzy dotychczas nie zaopatrywali się w norweski gaz.

niem, jak również są zbyt mało elastyczne i zbyt wysokie, aby stanowić skuteczną zachętę do wchodzenia na rynek dla nowych graczy i umożliwiają subsydiowanie powiązanych kapitałowo spółek obrotu z działalnością przesyłowej. Zbyt wysoki koszt dostępu do sieci jest powodowany m.in. brakiem jednolitego pan-Europejskiego systemu taryfikacji usług przesyłowych, zapobiegającego nawarstwianiu się opłat przesyłowych. Obecny system opłat za transgraniczny przesył zniechęca do obrotu energią elektryczną i gazem z innymi państwami członkowskimi.

W wielu punktach w Europie sieci elektroenergetyczne i gazowe nie mają wystarczającej przepustowości, aby przesłać energię lub gaz do wszystkich potencjalnych odbiorców. Dlatego konieczne jest podjęcie działań w celu stworzenia przejrzystego systemu opłat transgranicznych, wymiany informacji, ujednoczenia procedur przydziału zdolności przesyłowych pomiędzy krajami.

Wydaje się również, że w wielu przypadkach zasady bilansowania systemu są bardziej uciążliwe niż wynikałoby to z czysto technicznej konieczności, a wysokość opłat ponoszonych na rynku bilansującym nie wynika bezpośrednio z poniesionych kosztów bilansowania.

W przypadku realizowania postanowień dyrektywy w zakresie rozdziału zarządzania poszczególnymi rodzajami działalności większość państw członkowskich przyjęła zasadę formalnoprawnego rozdzielania funkcji operatora systemu przesyłowego od działalności handlowej. Nie zawsze jednak rozdział ten przynosi pożądane rezultaty. Wątpliwe jest, aby mógł być osiągnięty przejrzysty i niedyskryminacyjny dostęp dla stron trzecich, kiedy istnieją więzi między spółką przesyłową a handlową w postaci wspólnego zarządu lub struktury właścicielskiej. Należy przyjąć, że tylko pełen rozdział właścicielski jest w stanie zapewnić niedyskryminacyjny dostęp do sieci i w pełni konkurencyjny rynek energii elektrycznej i gazu.

Mając świadomość, że liberalizacja rynku jest procesem rozłożonym na lata i wymagającym w przyszłości jeszcze wielu dostosowań organizacyjnych i prawnych, Komisja Europejska ustanowiła w 1998 roku Europejskie Elektryczne Forum Regulatorów, którego spotkania odbywają się w Florencji i którego zadaniem jest ocena dotychczasowych kroków podjętych przez państwa członkowskie zmierzających do utworzenia jednolitego rynku energii elektrycznej. Cykl spotkań został określony mianem Procesu Florenckiego. W przypadku rynku gazu odpowiednikiem Procesu Florenckiego jest ustanowione w 1999 roku Forum Madryckie.

Cykliczne spotkania organizowane dwa razy w roku w ramach Procesów Florenckiego i Madryckiego skupiają się w głównej mierze na wysiłkach zmierzających do poprawy warunków dostępu do sieci, w szczególności do wprowadzenia jednolitego, transgranicznego systemu opłat przesyłowych oraz przejrzystych zasad ustalania opłat transgranicznych odpowiadających poniesionym przez operatorów kosztom, uwzględniających zasady kompensowania.

Dostęp do sieci przesyłowych, którego krótką charakterystykę przedstawiono w tym artykule, nie jest jedynym wyznacznikiem skuteczności i stopnia zaawansowania w tworzeniu jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Do pozostałych mierników stopnia liberalizacji rynków, zaliczyć należy m.in. penetrację rynku przez nowe spółki, wykorzystanie prawa swobodnego wyboru dostawcy przez odbiorców (ang. *switching*) oraz – najważniejsze z punktu widzenia końcowego odbiorcy – zmiany cen energii elektrycznej i gazu. Problemy te staną się w przyszłości obiektem naszych odrębnych rozważań na łamach Biuletynu URE.



Małgorzata Kozak



Andrzej Sanderski

Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE

Literatura:

1. „Commission successfully settles GFU case with Norwegian gas producers”, EU Commission press release, Brussels, 17 July 2002.
2. „Conclusions of the 5th Meeting of the European Gas Regulatory Forum”, Madrid, 7-8 February 2002.
3. „Conclusions of the 8th Meeting of the European Electricity Regulatory Forum – Conclusions”, Florence, 21-22 February 2002.
4. Directive 96/92/EC of the European parliament and the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.
5. Directive 98/30/EC of the European parliament and the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas.
6. „First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market”, Commission Staff Working Paper, Commission of the European Communities, Brussels, 31 December 2001.
7. „Regulatory Reform: European Gas”, International Energy Agency, OECD.
8. „Report for the European Commission Directorate General for Transport and Energy to determine changes after opening of the Gas Market in August 2000”, DRI-WEFA, July 2001.
9. „Second Report from the Commission to the Council and the European Parliament on the State of liberalisation of the energy markets”, Commission of the European Communities, Brussels, 1999.

WYKORZYSTANIE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W UNII EUROPEJSKIEJ DO ROKU 2010 – RAPORT PRZYGOTOWANY W RAMACH PROGRAMU ALTENER¹⁾

Katarzyna Janiszewska

Unia Europejska postawiła sobie ambitne cele dotyczące wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE):

- w grudniu 1997 przyjęto *Białą Księgę Komisji Europejskiej „Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii”²⁾*, w której założono wzrost zużycia energii produkowanej ze źródeł odnawialnych w stosunku do zużycia energii brutto w UE o 12% do roku 2010,
- w 1999 r. Komisja Europejska rozpoczęła *Kampanię Wdrożeniową*³⁾ będącą krótkookresową strategią wprowadzania w życie założeń Białej Księgi i obejmującą wykaz działań niezbędnych do osiągnięcia takiego poziomu inwestycji w ramach OZE w latach 1999-2003, aby było możliwe osiągnięcie celu ostatecznego w roku 2010,
- w 2001 r. Parlament Europejski przyjął *Dyrektywę 2001/77/EC w sprawie promocji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii*⁴⁾, wyznaczającą 22,1% udział energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii elektrycznej we Wspólnocie do roku 2010,
- w 2001 r. przygotowany został projekt dyrektywy dotyczącej biopaliw⁵⁾, określający wzrost ich wykorzystania do 2% w 2005 r. i do 5,75% w 2010 r. w stosunku do całkowitego zużycia oleju napędowego i benzyny.

Mając na względzie konieczność monitoringu wdrażania unijnej polityki rozwoju odnawialnych źródeł energii, w ramach programu ALTENER zrealizowano projekt znany pod nazwą PRETIR (Progress of Renewable Energy: Target setting, Implementation and Realisation). Celem projektu były przegląd i ocena *ex ante* efektywności instrumentów wspierających rozwój i wdrażanie OZE stosowanych przez kraje 15-ki. Tym samym projekt ten należy traktować jako ocenę szans osiągnięcia przez poszczególne państwa członkowskie, jak i przez całą Unię, celów ilościowych wskazanych w wyżej wymienionych dokumentach.

Projekt PRETIR skupił się na ocenie skuteczności instrumentów bezpośrednich (wykres 1, czerwona linia), czyli krótko- i średniookresowych, mających zastosowanie w latach 2001-2010. Obejmują one m.in. programy wsparcia finansowego inwestycji OZE, obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE po zwiększonych, z góry określonych cenach, zobowiązania ilościowe.

Dodatkowo instrumenty te zróżnicowano na:

- grupę I, tzw. instrumentów aktywnych (linia ciągła) – zatwierdzonych przez parlamenty poszczególnych krajów członkowskich przed 1 października 2001 r., dla których ustalono szczegóły dotyczące m.in. budżetów, wielkości zwolnień podatkowych, okresu zastosowania itp.,
- grupę II instrumentów, które będą kontynuacją obecnie stosowanych mechanizmów wspomagających lub będą stosowane w ich miejsce po okresie, dla którego warunki nie zostały jeszcze określone (linia przerywana).

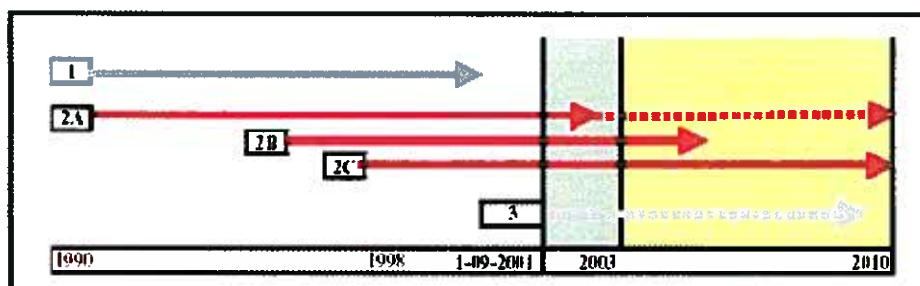
W projekcie nie wzięto pod uwagę instrumentów, których realizacja zakończyła się przed 1 października 2001 r. i w związku z tym potraktowano je jako te, które nie mają wpływu na wdrażanie i rozwój OZE w latach przyszłych.



Nie uwzględniono również instrumentów mających wejść w życie po 1 października 2001 r., ale w stosunku do których nie zostały podjęte decyzje o dacie rozpoczęcia wdrażania lub znajdowały się jeszcze we wstępnej fazie opracowywania.

W projekcie poddano analizie dane opublikowane przez EUROSTAT, EurObserv'ER oraz dane statystyczne gromadzone przez instytucje krajowe. Wykorzystano również analizy i raporty przygotowane przez Międzyna-

- 1) Celem programu ALTENER, którego ostatnia edycja przyjęta została Decyzją Rady i Parlamentu Europejskiego z dnia 28 lutego 2000 r. (Nr 646/2000/EC), jest promocja odnawialnych źródeł energii w UE.
- 2) COM(97)599, (1997) Energy for the Future: Renewable Energy Sources. White Paper for a Community Strategy and Action Plan. Brussels.
- 3) Campaign for Take-Off (1999-2003).
- 4) 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.
- 5) Obecnie w Sejmie trwają prace nad ustawą o organizacji rynku eko-paliw płynnych i ich składników; projekt ustawy (druk nr 859), zakłada do 2008 r. 5% udział eko-paliw w ogólnej ilości wprowadzonych do obrotu ropopochodnych paliw płynnych.

Wykres 1. Instrumenty wspierające rozwój OZE w latach 1990-2010



1	Instrumenty, których realizacja zakończyła się przed 1.10.2001
2	Instrumenty, które zatwierdzono przed 1.10.2001  I grupa instrumentów (aktywnych),  II grupa instrumentów (kontynuacja)
3	Instrumenty, których możliwość zastosowania 1.10.2001 była na etapie wstępnego omawiania

rodową Agencję Energetyki (IEA) oraz przez organizacje pozarządowe działające w sektorze energetycznym. Ważne źródło informacji stanowiły także oficjalne dokumenty rządowe dotyczące energetyki odnawialnej, mechanizmów wspomagających, narodowych planów rozwoju OZE oraz raporty przygotowane przez poszczególne państwa wyłącznie dla potrzeb projektu.

Ocena skuteczności instrumentów wspomagających OZE *ex ante* utrudniona była z co najmniej dwóch powodów. Pierwszy to oczywiście uwarunkowana wieloma

niewiadomymi przyszłość – ostateczny wynik podjętych działań będzie zależeć od czynników, które trudno jest obecnie przewidzieć. Drugą trudność stanowiła konieczność obiektywnego porównania wyników pochodzących z różnych źródeł. Z tego względu w pierwszym etapie projektu, oprócz zebrania danych na poziomach krajowych, dokonano ich analizy według wspólnego schematu, zamieszczonego poniżej (wykres 2).

W drugim etapie porównano, zarówno na poziomach krajowych jak i unijnym, uzyskane wyniki z celami ilo-

Wykres 2. Schemat analizy danych

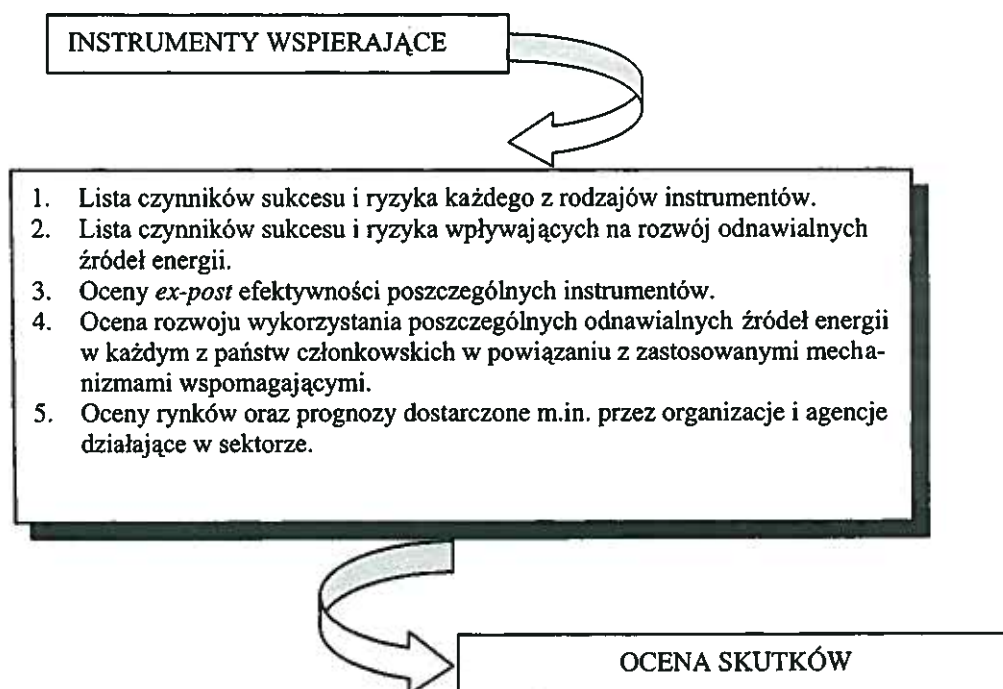


Tabela 1. Udział energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii elektrycznej przez państwa członkowskie w 2010 r. w porównaniu z krajowymi celami ilościowymi (indykatywnymi) Dyrektywy

	1999 r. [%]	2010 r.		
		Cele indykatywne [%]	I gr. Instrumentów [%]	II gr. Instrumentów [%]
Austria	72	78	63	63
Belgia	1	6	1	3
Niemcy	6	13	11	12
Dania	13	29	23	42
Hiszpania	10	29	22	30
Finlandia	26	32	31	31
Francja	15	21	13	16
Grecja	10	20	12	15
Irlandia	5	13	11	15
Włochy	17	25	17	18
Luksemburg	3	6	5	9
Holandia	2	9	6	9
Portugalia	36	39	27	38
Szwecja	50	60	57	57
Wielka Brytania	2	10	4	4
UE – 15	14	22	15	18
Kolor zielony – cel został osiągnięty				
Kolor czerwony – cel nie został osiągnięty				

Źródło: Raport PRETIR

ściowymi (indykatywnymi) zamieszczonymi w Białej Księdze i w Dyrektywie.

Wyniki projektu znajdują się w formie tabelarycznej (tabela 1 i tabela 2). Dla pełniejszego scharakteryzowania wykorzystania OZE w Unii warto zapoznać

się również ze szczegółowymi danymi opublikowanymi przez EUROSTAT, dotyczącymi procentowego udziału OZE w produkcji energii brutto w UE i w poszczególnych krajach członkowskich w roku 2000 (tabela 3).

Tabela 2. Przewidywana produkcja energii z OZE w Unii Europejskiej w 2010 r.

	jedn.	1999 r.	2010 r.		
			I gr. Instrumentów	II gr. Instrumentów	Biała Księga
en. wiatrowa	GW	9	37	54	40
en. wodna >10 MW	GW	85	85	87	91
en. wodna < 10 MW	GW	9	11	12	14
ogniwa fotowoltaiczne	GW	0.1	0.5	0.7	3.0
biomasa	Mtoe	55	86	228	135
en. geotermalna – en. elektr.	GW	0.6	0.6	0.9	1.0
en. geotermalna – ciepło	GW	1.2	1.8	1.9	5.0
słoneczne kolektory do produkcji ciepła	mln m ²	9	18	28	100
wytwarzanie ogółem	TWh	364	466	539	675
wytwarzanie z OZE ogółem	Mtoe	85	122	159	182
udział energii z OZE	%	6	8	10	12

Źródło: Raport PRETIR

Tabela 3. Udział energii z OZE w zużyciu energii brutto w UE i państwach członkowskich w 2000 r.

Austria	23,2
Belgia	1,3
Niemcy	2,8
Dania	10,6
Hiszpania	5,7
Finlandia	23,9
Francja	6,7
Grecja	6,7
Irlandia	1,8
Włochy	7,0
Luksemburg	1,6
Holandia	2,1
Portugalia	13,0
Szwecja	30,7
Wielka Brytania	1,1
UE – 15	6,0%

Źródło: EUROSTAT

Wnioski

1. Jedynie pięć państw ma szansę osiągnąć cele indykatoryjne określone w Dyrektywie: Dania, Hiszpania, Irlandia, Luksemburg i Holandia. Aby osiągnąć cel indykatoryjny postawiony na poziomie unijnym – 22,1% udział energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii elektrycznej do roku 2010 – obok instrumentów I grupy tzw. aktywnych, muszą zostać wprowadzone dodatkowo co najmniej instrumenty grupy II.
2. Duże elektrownie wodne będą w dalszym ciągu najważniejszym odnawialnym źródłem energii w Unii Europejskiej do 2010 r. (pomimo nie osiągnięcia założeń Białej Księgi).
3. Podane wyniki wskazują, że dzięki znacznemu zastosowaniu mechanizmów wspierających w większości państw UE, prędko będzie rozwijała się energetyka wiatrowa. Całkowita moc zainstalowana generatorów przekroczy cele wyznaczone w Białej Księdze i wzrośnie do poziomu 37-54 GW w 2010 r.
4. Drugi co do rozmiarów wzrost, nie przekraczający jednak wielkości wskazanych w Białej Księdze, będzie dotyczyć biomasy. Wszystkie kraje członkowskie podkreślają znaczenie tego rodzaju źródła energii i wprowadzają silne instrumenty wspierające. Wydają się one jednak nie wystarczające aby osiągnąć pożądaną poziom 135 Mtoe.
5. Należy zwrócić uwagę również na znaczny wzrost mocy zainstalowanej ogniw fotowoltaicznych. Dotyczy to przede wszystkim Niemiec i Hiszpanii, krajów które wprowadziły obowiązek zakupu energii elek-

trycznej z ogniw po zwiększonych, z góry określonych cenach. Analiza raportów krajowych wskazuje jednocześnie, że część państw nie stosuje wobec tego źródła energii żadnych mechanizmów wspierających, co w efekcie wpłynęło na ostateczny wynik prognoz na rok 2010.

6. Spodziewany jest również znaczny, aczkolwiek również nie przekraczający celów Białej Księgi, rozwój wykorzystania kolektorów słonecznych. Autorzy raportu podkreślają zaskakująco niskie zainteresowanie tym rodzajem źródła, mimo dysponowania niewątpliwie sprzyjającymi warunkami klimatycznymi, w państwach Europy Południowej.
7. Przewiduje się niewielki wzrost wykorzystania geotermalnych źródeł energii – zależy on od planów wsparcia we Francji, Włoszech i Portugalii.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

OGRANICZENIA I MOŻLIWOŚCI ŚWIADCZENIA USŁUG PRZESYŁOWYCH W POLSKICH SYSTEMACH CIEPŁOWNICZYCH¹⁾

Witold Cherubin

Wprowadzenie

Połączenie krajowych systemów elektroenergetycznych i gazowniczych stworzyło w Unii Europejskiej (UE) możliwość międzynarodowej wymiany handlowej, a po wieloletnich dyskusjach doprowadziło do przyjęcia dyrektyw dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej (96/92/EC) i gazu ziemnego (98/30/EC). Przewidziany w nich swobodny dostęp do sieci umożliwia bezpośredni zakup energii elektrycznej lub gazu u wytwórcy i korzystanie z usług przesyłowych, świadczonych przez przedsiębiorstwa sieciowe. Ma to na celu rozwój konkurencji między wytwórcami i jest znane jako „zasada TPA” (dostęp trzeciej strony), której efektem jest m.in. powstanie międzynarodowych giełd energii elektrycznej. Zgodnie z tymi dyrektywami zastosowanie zasady TPA wymaga w szczególności spełnienia kilku podstawowych warunków:

- oddzielenia przedsiębiorstw sieciowych od wytwórców,
- zagwarantowania odpowiedniego potencjału wytwórczego i zdolności przesyłowej sieci, a także spełnienia warunków dotyczących parametrów jakościowych oraz warunków przyłączenia do sieci przez wytwórcę i odbiorcę energii elektrycznej lub gazu,
- przestrzegania zasad gospodarki rynkowej (zwłaszcza przepisów zabraniających nierównego traktowania odbiorców i stosowania praktyk monopolistycznych),
- opublikowania stawek opłat za usługi przesyłowe.

Odbiorcy zawierają z przedsiębiorstwami sieciowymi jedną umowę na dostarczenie energii elektrycznej lub gazu, a w przypadku stosowania zasady TPA odbiorcy zawierają z wytwórcą umowę sprzedaży energii elektrycznej lub gazu, a z przedsiębiorstwem sieciowym umowę o świadczenie usług przesyłowych.

Dotyczy to tylko sieci elektroenergetycznych i gazowniczych, których zasięg jest ogólnokrajowy i międzynarodowy. Natomiast w odniesieniu do sieci ciepłowniczych UE uznała, że nie ma potrzeby ustalania jednolitych regulacji, gdyż nie istnieje wewnętrzny rynek ciepła w poszczególnych krajach, a sieci ciepłownicze mają lokalny zasięg. W systemach ciepłow-

niczych zasilanych z dwóch lub więcej źródeł ciepła stosowana jest zasada ekonomicznego rozdziału obciążeń (ERO), tzn. źródła o niższej cenie ciepła wykorzystuje się jako podstawowe, a droższe źródła pracują jako szczytowe, co zapewnia optymalizację kosztów zaopatrzenia w ciepło.

Przepisy określające zasady świadczenia usług przesyłowych

W odróżnieniu od rozwiązań stosowanych w UE, ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późn. zm.), zwana dalej ustawą, stanowi w art. 4 ust. 2, że przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii do odbiorców, mają obowiązek zapewniać wszystkim podmiotom świadczenie usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii, wydobywanych lub wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umowy. Natomiast przepisy art. 4 ust. 3 ustawy stanowią, że świadczenie tych usług nie może obniżać niezawodności dostarczania oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu, określonego odrębnymi przepisami, a także powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci. Ustawa stanowi też, że przedsiębiorstwo sieciowe ma obowiązek zawarcia umowy sprzedaży paliw lub energii, lub umowy o świadczenie usług przesyłowych z odbiorcami, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru (art. 7). Należy wskazać, że od 1 stycznia 2003 r. wejdą w życie zmienione przepisy art. 4 i art. 7, zobowiązujące przedsiębiorstwa energetyczne do świadczenia usług przesyłowych na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich odbiorców.

W Polsce obowiązek świadczenia usług przesyłowych obejmuje więc wszystkie przedsiębiorstwa sieciowe (gazownicze, elektroenergetyczne i ciepłownicze), zarówno te które przesyłają do odbiorców gaz, energię elektryczną lub ciepło zakupione od wytwórców, jak też wytwarzają je we własnych źródłach.

Te same przepisy ustawy dotyczą trzech odmiennych sieciowych sektorów energetycznych (elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa), różniących się

1) Artykuł stanowi skrót prezentacji przedstawionej w ramach Warsztatów Regulatora, organizowanych cyklicznie dla pracowników Urzędu Regulacji Energetyki.

zasięgiem działania i technologią pracy sieci. Specyfika technologii pracy sieci ciepłowniczych polega na tym, że następuje w nich wymiana ciepła, a energia elektryczna i gaz są zużywane bezpośrednio w instalacjach odbiorczych. W systemach ciepłowniczych wykorzystywany jest nośnik ciepła, podgrzewany w źródle ciepła do określonej temperatury i przesyłany siecią ciepłowniczą oraz rozdzielany do przyłączy zasilających węzły cieplne, z którymi są połączone instalacje odbiorcze. Nośnik ciepła (para lub gorąca woda) podgrzewa wodę płynącą w różnych instalacjach odbiorczych i po oddaniu (wymianie) ciepła powraca siecią ciepłowniczą do źródła ciepła, gdzie następuje jego ponowne podgrzanie. W węzłach cieplnych jest podgrzewana woda „instalacyjna” krążąca odpowiednio do potrzeb odbiorcy w instalacjach centralnego ogrzewania, grzewczo-wentylacyjnych i technologicznych, a także woda wodociągowa, płynąca w instalacji ciepłej wody użytkowej. W przypadku dostawy pary, w węzłach cieplnych następuje rozdział i regulacja ilości nośnika ciepła dostarczanego do poszczególnych instalacji lub urządzeń odbiorczych. Ciepło zawarte w nośniku ciepła jest odbierane przez wodę płynącą w poszczególnych instalacjach odbiorczych, obsługujących jeden lub wiele budynków.

Regulacja ilości ciepła dostarczanego ze źródła do sieci ciepłowniczej i z sieci do węzłów cieplnych jest dość skomplikowana, gdyż zależnie od rodzaju nośnika i charakteru odbioru ciepła może być dokonywana przez zmianę natężenia przepływu lub zmianę temperatury nośnika ciepła (albo zmianę obu tych wielkości). W wodnych sieciach ciepłowniczych konieczna jest ponadto regulacja hydrauliczna, czyli ograniczenie natężenia przepływu nośnika ciepła do poszczególnych przyłączy, odpowiednio do zamówionej przez odbiorców mocy cieplnej. Regulacja ta wymaga skomplikowanych obliczeń (istnieją specjalne programy komputerowe), na podstawie których ustalane jest obliczeniowe natężenie przepływu i dobierane są urządzenia regulacyjne, montowane w przyłączach. Zależnie od rodzaju nośnika ciepła i charakteru potrzeb cieplnych odbiorcy stosuje się różne układy pomiarowo-rozliczeniowe i rozliczenia za pobór ciepła. Istotne znaczenie dla rozliczeń między przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami ciepła mają ubytki nośnika ciepła oraz straty ciepła w sieciach (wskutek wymiany ciepła między rurociągami i otoczeniem oraz ubytków nośnika ciepła), których wielkość zależy głównie od rozległości i stanu technicznego sieci. W wyniku tych strat następuje stopniowe obniżanie (zależnie od odległości przesyłu) temperatury nośnika ciepła dostarczanego z sieci do odbiorców i zwracanego do źródła ciepła. W poszczególnych odcinkach sieci występują więc różne parametry nośnika ciepła (ciśnienie, temperatura, jakość wody lub pary itd.), a panujące w nich ciśnienie dyspozycyjne (różnica ciśnień w rurociągu zasilającym i powrotnym), determinuje kierunek przepływu nośnika ciepła.

Ustawa określa podstawowe zasady funkcjonowania wszystkich trzech sieciowych sektorów energetycznych,

natomiast ich specyfika jest uwzględniona w odrębnych aktach wykonawczych, określających szczegółowe warunki i zasady funkcjonowania poszczególnych rodzajów sieci energetycznych. W ciepłownictwie obowiązuje rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczych, obrotu ciepłem, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 72, poz. 845) – zwane dalej rozporządzeniem przyłączeniowym. Zgodnie z tym rozporządzeniem, warunki przyłączenia do sieci są określane przez przedsiębiorstwo sieciowe i przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie, a przepisy § 15 stanowią, że przedsiębiorstwo to nie może odmówić zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

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

Rozporządzenie przyłączeniowe określa też szczegółowe wymagania dla umów o świadczenie usług przesyłowych. Ponadto rozporządzenie określa szczegółowe wymagania dotyczące opracowania przez przedsiębiorstwo ciepłownicze programu pracy sieci (w tym regulacji dostawy i odbioru ciepła według tabel regulacyjnych oraz zasad wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i odbiorze ciepła), zasad prowadzenia ruchu sieciowego zgodnie z tym programem i zasad eksploatacji sieci ciepłowniczych oraz funkcji dyspozytora sieci, a także wymagania dotyczące standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 107, poz. 671) od dnia 1.01.2001 r. prawo do korzystania z usług przesyłowych w systemach ciepłowniczych posiadają odbiorcy zakupujący nie mniej niż 5 000 GJ, a od 1.01.2003 prawo to będzie przysługiwało wszystkim odbiorcom.

Możliwości i ograniczenia stosowania usług przesyłowych w systemach ciepłowniczych

Analizując możliwości i ograniczenia stosowania usług przesyłowych w systemach ciepłowniczych trzeba zwrócić uwagę na zróżnicowaną organizację zaopatrzenia w ciepło w Polsce. Przeprowadzona analiza (patrz Biuletyn URE Nr 2/2002) wykazała, że spośród 542 przedsiębiorstw sieciowych (zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła), którym Prezes URE zatwierdził w 2001 r. taryfy dla ciepła, większość z nich (ok. 75%) przesyła do odbiorców ciepło wytworzone we własnych źródłach, a ok. 13% przesyła ciepło wytworzone we własnych źródłach i zakupione od innych przedsiębiorstw. Tylko ok. 12% analizowanych przedsiębiorstw przesyła do odbiorców wyłącznie ciepło zakupione od innych wytwórców i określa w taryfie dla ciepła jedynie stawki opłat za usługi przesyłowe oraz stawki opłat abonamentowych (ceny za zamówioną moc cieplną oraz ceny ciepła i ceny nośnika ciepła są określone w taryfach wytwórców ciepła).

Niezależnie od zakresu prowadzonej działalności gospodarczej w zakresie zaopatrzenia w ciepło, dostarczanie ciepła do odbiorców odbywa się na podstawie umów sprzedaży ciepła, zawieranych przez odbiorców z przedsiębiorstwem ciepłowniczym, zaś rozliczenia obejmują nie tylko opłaty za zamówioną moc cieplną, opłaty za ciepło i za nośnik ciepła, ale także stałe i zmienne opłaty za usługi przesyłowe i opłaty abonamentowe. Jednakże faktyczne świadczenie usług przesyłowych występuje tylko w przypadku, gdy przedsiębiorstwo sieciowe przesyła do odbiorców ciepło kupione od innego dostawcy. Przy dostarczaniu odbiorcom ciepła wytworzonego we własnych źródłach i przesyłanego własną siecią, świadczenie usług przesyłowych jest jedynie pojęciem umownym. Również przy przesyłaniu ciepła wytworzonego we własnych źródłach i kupionego od innych dostawców, za pośrednictwem połączonych sieci ciepłowniczych, świadczenie usług przesyłowych jest pojęciem umownym, gdyż w rozliczeniach z odbiorcami niemożliwe jest wyodrębnienie ciepła wytworzonego we własnych źródłach i ciepła zakupionego oraz stosowanie cen ustalonych dla poszczególnych źródeł. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 96, poz. 1053), zwane dalej rozporządzeniem taryfowym, nakłada w § 8 obowiązek określenia w taryfie dla ciepła sposobu ustalania cen za zamówioną moc cieplną oraz cen ciepła i cen nośnika, stosowanych w rozliczeniach z odbiorcami przyłączonymi do sieci ciepłowniczej w przypadku, gdy dostarczane tym odbiorcom ciepło i nośnik ciepła są wytworzone w kilku własnych źródłach ciepła, lub gdy są wytworzone we własnych źródłach ciepła i zakupione od innych wytwórców, albo gdy są zakupione w kilku źródłach, należących do jednego lub kilku wytwórców.

W każdej sieci ciepłowniczej parametry nośnika i sposób regulacji dostawy ciepła wynikają z charakteru odbioru ciepła (rodzaju instalacji odbiorczych). Oznacza to występowanie różnic w technologii pracy sieci parowych i wodnych, jak również sieci, w których płynnie wprowadzicie ten sam rodzaj nośnika ciepła, ale różny jest sposób regulacji ilości dostarczanego ciepła lub właściwości nośnika ciepła są różne. Jedną siecią można transportować tylko jeden rodzaj nośnika ciepła o określonych parametrach i sposobie regulacji ilości dostarczanego ciepła, a w sieciach parowych rurociągiem zasilającym płynie para o wymaganym ciśnieniu (przegrzana lub nasycona), a rurociągiem powrotnym skropliny. Opory hydrauliczne i straty ciepła w rurociągach powodują spadek ciśnienia i temperatury nośnika ciepła zależnie od odległości przesyłu, a w przypadku pary obniżenie temperatury poniżej krzywej nasycenia powoduje jej skroplenie, a tym samym zakłócenia i przerwy w dostawie pary do odbiorców. Aby zapobiec skraplaniu się pary podgrzewa się ją zazwyczaj powyżej stanu nasycenia (do sieci dostarczana jest para przegrzana), natomiast gdy istnieje zagrożenie zanieczyszczenia skroplin w instalacjach odbiorczych nie stosuje się ich zwrotu, gdyż przedostanie się zanieczyszczonych skroplin do kotłów mogłoby spowodować ich uszkodzenie. Wpływa to na wzrost kosztów dostarczania ciepła i powoduje, że zasięg sieci parowych jest stosunkowo niewielki. Parowa sieć ciepłownicza może być zasilana tylko z jednego źródła, gdyż wprowadzenie do niej strumienia pary z innego źródła spowodowałoby zakłócenia w przepływie pary do odbiorców (niekontrolowane przez dyspozytora sieci wahania ciśnienia i temperatury), a tym samym nastąpiłoby naruszenie przepisów art. 4 ustawy (pogorszenie niezawodności dostarczania ciepła do odbiorców). Ponadto, w przypadku przyłączenia do sieci parowej innego źródła ciepła, nie będzie możliwe ustalenie kto ponosi odpowiedzialność w razie powstania zakłóceń w dostawie ciepła, zanieczyszczenia nośnika ciepła itp. oraz spowodowane tym awarie. Zastosowanie zasady TPA w sieci parowej jest więc niemożliwe ze względów technicznych.

Sporne kwestie dotyczące świadczenia usług przesyłowych powstały w kilku miastach, gdzie istnieją (lub mogłyby powstać) połączone wodne sieci ciepłownicze, zasilane ze źródeł ciepła należących do różnych przedsiębiorstw, gdy jeden z uczestników rynku ciepła, wykorzystując swoją dominującą pozycję (zarówno po stronie podaży, jak też popytu), chciał osiągnąć własne korzyści, bez względu na skutki finansowe dla lokalnego rynku ciepła.

Niekiedy przedsiębiorstwo sieciowe posiadające własne źródła ciepła, broniąc swoich partykularnych interesów, odmawiało określenia technicznych warunków przyłączenia do sieci innemu wytwórcy ciepła, oferującemu niższą cenę od ceny ciepła wytwarzanego w źródle przedsiębiorstwa sieciowego. Mimo, że zakup tańszego ciepła przyniósłby obniżkę średniej ceny ciepła dla odbiorców, przedsiębiorstwo sieciowe nie chcia-

lo do tego dopuścić, gdyż musiałoby ograniczyć produkcję ciepła we własnych źródłach. Patologiczne wręcz są sytuacje, gdy przy systematycznie zmniejszającej się sprzedaży ciepła, przedsiębiorstwo sieciowe ogranicza zakup tańszego ciepła od innego wytwórcy, utrzymując produkcję drogiego ciepła we własnych źródłach.

W takich przypadkach niekiedy przeciwdziałano omawianym nieprawidłowościom próbując zawrzeć umowę sprzedaży ciepła bezpośrednio między odbiorcą i tańszym wytwórcą ciepła oraz umowę o świadczenie usług przesyłowych z przedsiębiorstwem sieciowym. Natomiast nie wykorzystywano innych środków prawnych, które zmusiłyby przedsiębiorstwo sieciowe do postępowania zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne i ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, a w szczególności do przestrzegania przepisów rozporządzenia przyłączeniowego, nakładających na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązek:

- zakupu ciepła od wytwórców (lub innych dostawców), oferujących najkorzystniejsze warunki dostarczenia ciepła (§ 13 pkt 1a i 2a),
- eksploatacji sieci ciepłowniczych i sterowania ich pracą w sposób zapewniający minimalizację kosztów dostarczania ciepła do odbiorców (§ 13 pkt 1b),
- określenia w programie pracy sieci szczegółowych warunków optymalizacji obciążeń jednego lub kilku źródeł ciepła, zasilających sieć ciepłowniczą, pod względem minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców (§ 20 ust. 2 pkt 1f).

Zdarzały się też sytuacje, gdy jeden z odbiorców chciał zawrzeć umowę sprzedaży ciepła z tańszym wytwórcą i złożył wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłowych przez przedsiębiorstwo sieciowe, które odmawiało jej zawarcia, gdyż było to niemożliwe ze względów technicznych, a także powodowałoby wzrost opłat ponoszonych przez pozostałych odbiorców, ponieważ do nich dostarczane byłoby ciepło ze źródeł o wyższej cenie.

Naruszałoby to przepisy art. 45 ust. 1 pkt 2 ustawy, nakładające obowiązek ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen, a od 1.01.2003 r. także wcześniej wspomniane nowe przepisy art. 4 i 7, nakładające na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązek równoprawnego traktowania wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci.

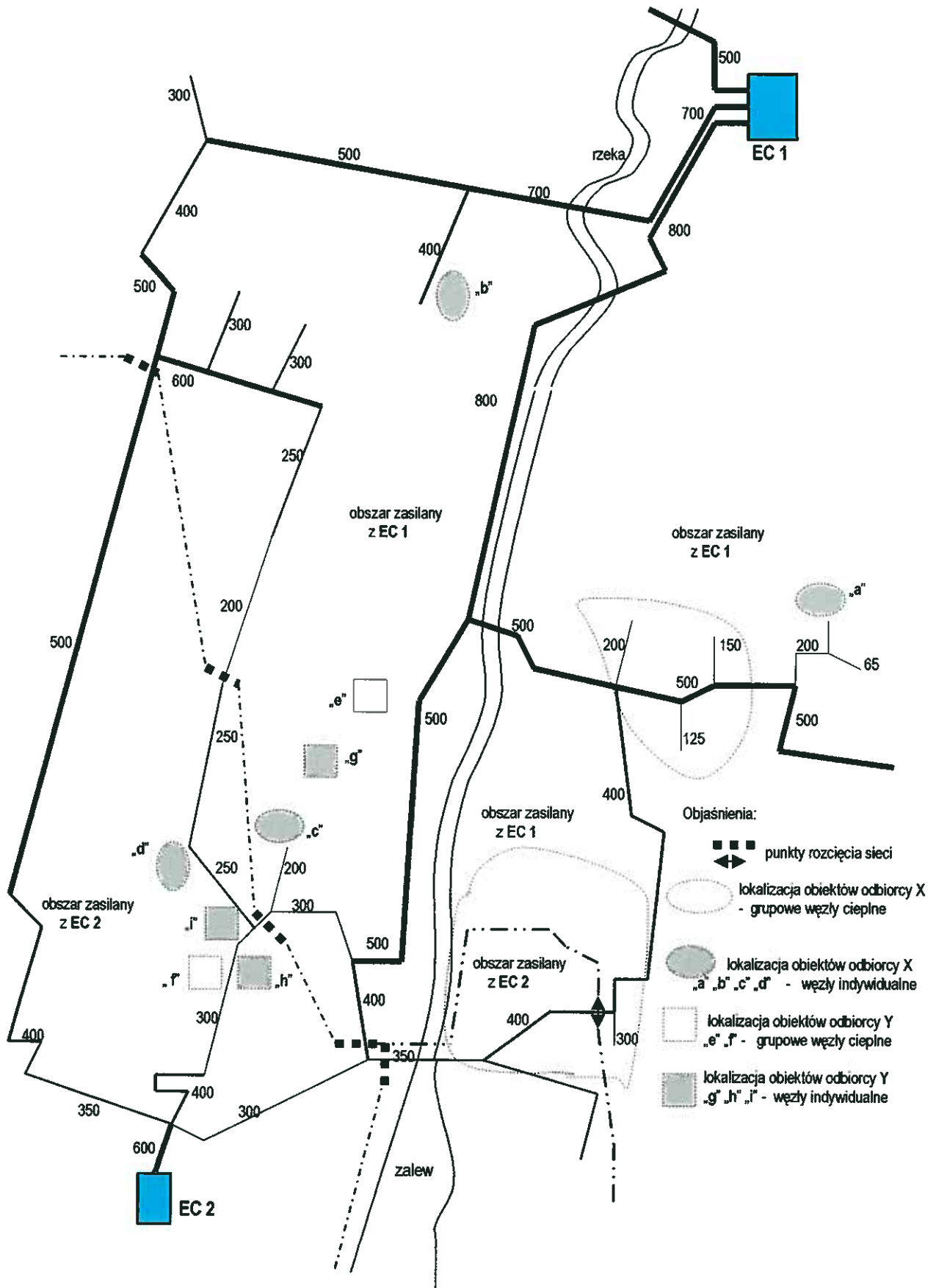
Dotychczasowe doświadczenia wykazują, że w wodnych sieciach ciepłowniczych jest niemożliwe łączne spełnienie warunków określonych w § 15 rozporządzenia przyłączeniowego, co omówiono poniżej.

PIERWSZY WARUNEK dotyczy istnienia technicznych możliwości przesłania istniejącą siecią zamówionej mocy cieplnej i ilości ciepła, bez pogorszenia niezawodności i zakresu dostarczania ciepła odbiorcom eksploatującym instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci. Powszechnie stosowany w Polsce promieniowy układ sieci ciepłowniczych powoduje, że poszczególne źródła ciepła mogą zasilać wydzielone rejonu (obszary) miasta.

Ze źródeł tych wyprowadzone są rurociągi, których średnice są dostosowane do wielkości poboru ciepła przez odbiorców przyłączonych do poszczególnych odcinków sieci i skokowo maleją w miarę wzrostu odległości od źródeł ciepła. Istniejące w niektórych systemach ciepłowniczych połączenia między sieciami promieniowymi, zasilanymi z różnych źródeł, tylko w niewielkim stopniu umożliwiają ich wzajemne rezerwowanie, gdyż zmiana kierunku przepływu wody i możliwości przesłania ciepła z jednego źródła ciepła do rejonu zasilanego z innego źródła są ograniczone przepustowością najwyższych odcinków sieci. Tylko w okresie letnim, gdy pobór mocy cieplnej na potrzeby ciepłej wody i natężenie przepływu wody w sieci są wielokrotnie mniejsze (mniejsza szybkość przepływu wody i opory hydrauliczne w sieci), możliwe jest wyłączenie najmniej ekonomicznych źródeł ciepła i zwiększenie obszaru zasilanego z najbardziej efektywnego źródła. W celu lepszego zilustrowania związanych z tym problemów posłużono się przykładem dwóch miast (przykłady A i B), w których zgodnie z obowiązującymi przepisami i zatwierdzonymi przez Prezesa URE taryfami dla ciepła poziom cen zamówionej mocy cieplnej oraz cen ciepła i nośnika ciepła jest różnicowany dla poszczególnych źródeł ciepła, a rozliczenia z odbiorcami, do których ciepło jest dostarczane z łączonych sieci ciepłowniczych, są prowadzone według cen uśrednionych w sposób określony w tych taryfach.

Przykład A ilustruje schemat sieci ciepłowniczych należących do przedsiębiorstwa sieciowego w mieście N, które kupuje ciepło z elektrociepłowni EC 1 po wyższej cenie i z elektrociepłowni EC 2 po niższej cenie. Rozgraniczenie obszarów miasta zasilanych z tych dwóch źródeł ciepła oraz punkty rozcięcia sieci zaznaczono na schemacie, przy czym obszar zasilany z EC 2 został zwiększony przez przedsiębiorstwo sieciowe ze względu na niższą cenę ciepła z tego źródła (na schemacie przesunięty punkt rozcięcia sieci oznaczono „♦”). Wymagało to szczegółowej analizy warunków hydraulicznych pracy sieci (przy użyciu komputerowego programu obliczeniowego) oraz negocjacji z EC 2, z uwagi na konieczność zmiany warunków pracy tego źródła (zwiększenie natężenia przepływu wody i podwyższenie ciśnienia dyspozycyjnego). W wyniku tej zmiany nastąpiło jednak pogorszenie warunków pracy urządzeń automatycznej regulacji, zainstalowanych w węzłach cieplnych, gdyż zawory regulacyjne pracują już przy dopuszczalnych wartościach ciśnienia dyspozycyjnego zarówno w obszarze dotychczas zasilanym z EC 2 (na schemacie linia przerywana z jedną kropką) jak i na zwiększonym obszarze (linia przerywana z dwoma kropkami). Dalsze przesunięcie punktu rozcięcia sieci i zwiększenie rejonu zasilania EC 2 jest niemożliwe z uwagi na zbyt małą średnicę rurociągów wychodzących z tej EC (300 mm). Zwiększenie natężenia przepływu wody w tych odcinkach sieci spowodowałoby gwałtowny wzrost oporów hydraulicznych i pogorszenie warunków hydraulicznych dla węzłów cieplnych zlokalizowanych na obszarze za rzeką. Dalsze podnoszenie ciśnienia

Przykład A – schemat sieci ciepłowniczych w mieście N



dyspozycyjnego w EC 2 spowodowałoby też niebezpieczny wzrost ciśnień w pozostałych węzłach cieplnych zasilanych z tego źródła.

W mieście tym odbiorcy X i Y, których obiekty są zlokalizowane w różnych częściach miasta (zilustrowano to na schemacie) chcieli kupować ciepło bezpośrednio w EC 2 i żądali od przedsiębiorstwa sieciowego zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych. Przedsiębiorstwo odmówiło zawarcia takiej umowy, gdyż przesyłanie ciepła z EC 2 do obiektów zlokalizowanych poza obszarem zasilanym z EC 2 jest niemożliwe ze względów technicznych. Nawet w przypadku, gdy warunki techniczne umożliwiłyby przesyłanie ciepła z EC 2 do obszaru zasilanego z EC 1, przedsiębiorstwo to musiałoby odmówić zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych dla odbiorców X i Y, gdyż obniżka ponoszonych przez nich opłat (zakup tańszego ciepła bezpośrednio w EC 2) spowodowałaby wzrost opłat ponoszonych przez pozostałych odbiorców (nastąpiłby wzrost udziału droższego ciepła z EC 1 w średnioważonej cenie ciepła dla tych odbiorców).

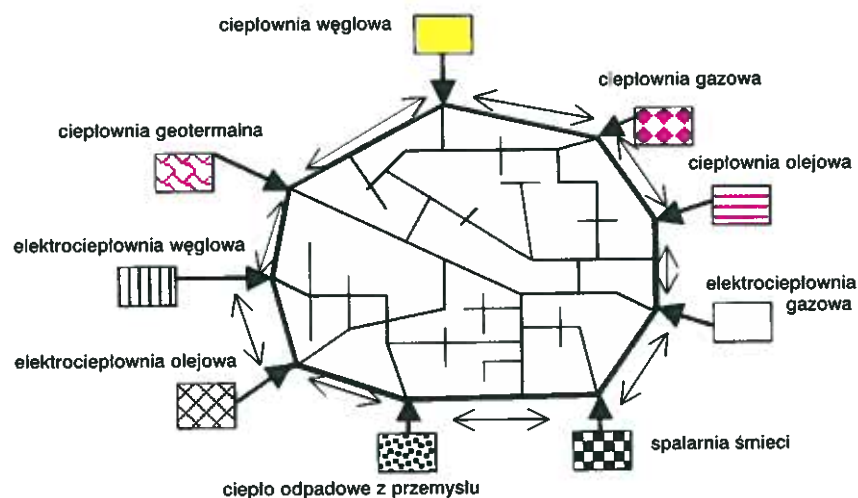
Odmianą sytuację przedstawia **przykład B**, który ilustruje schemat sieci ciepłowniczych, należących do przedsiębiorstwa sieciowego w mieście ABC, wytwarzającego ciepło we własnym Źródle Ciepła 1 i kupującego ciepło ze Źródła Ciepła 2. Źródła te są zlokalizowane po przeciwnych stronach w stosunku do centrum miasta i zasilają dwie wydzielone promieniowe sieci ciepłownicze, w których krąży nośnik ciepła o odmiennych parametrach (różne tabele regulacyjne w okresie sezonu grzewczego i poza tym sezonem). Na schemacie zaznaczono obszary miasta zasilane z tych dwóch źródeł ciepła oraz punkty rozłączenia sieci.

Odbiorca ciepła X wypowiedział umowę sprzedaży ciepła zawartą z przedsiębiorstwem sieciowym i zażądał, aby przedsiębiorstwo to świadczyło mu usługi przesyłowe oraz zawarł umowę sprzedaży ciepła ze Źródłem Ciepła 2 oceniając, że dzięki temu będzie ponosił niższe opłaty z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Obiekty tego odbiorcy są zlokalizowane w różnych częściach miasta, co przedstawiono na schemacie podając moc cieplną zamówioną przez wszystkich odbiorców i odbiorcę X. Przedsiębiorstwo sieciowe odmówiło zawarcia takiej umowy, gdyż przesyłanie ciepła ze Źródła Ciepła 2 do obiektów zlokalizowanych poza obszarem zasilanym z tego źródła jest niemożliwe ze względów technicznych.

Różne parametry nośnika ciepła i promieniowy układ sieci ciepłowniczych zasilanych ze Źródeł Ciepła 1 i 2 powodują, że źródła te zasilają wydzielone sieci w dwóch obszarach miasta, których rozgraniczeniem jest przewężenie sieci (średnica rurociągów 200 mm ograniczająca przepustowość sieci). Przewężenie to łączy obie sieci promieniowe i powstało ze względu na warunki prowadzenia ruchu systemu ciepłowniczego. Do obu tych sieci są przyłączone węzły cieplne, obsługujące obiekty odbiorcy X i innych odbiorców ciepła. Przesyłanie ciepła ze Źródła Ciepła 2 do obiektów odbiorcy X, zlokalizowanych w rejonie zasilanym ze Źródła Ciepła 1 jest fizycznie niemożliwe, gdyż tym samym rurociągiem nie może płynąć w przeciwnych kierunkach gorąca woda o różnych parametrach (do obiektów odbiorcy X podgrzewana w Źródle Ciepła 2, a do innych obiektów w Źródle Ciepła 1).

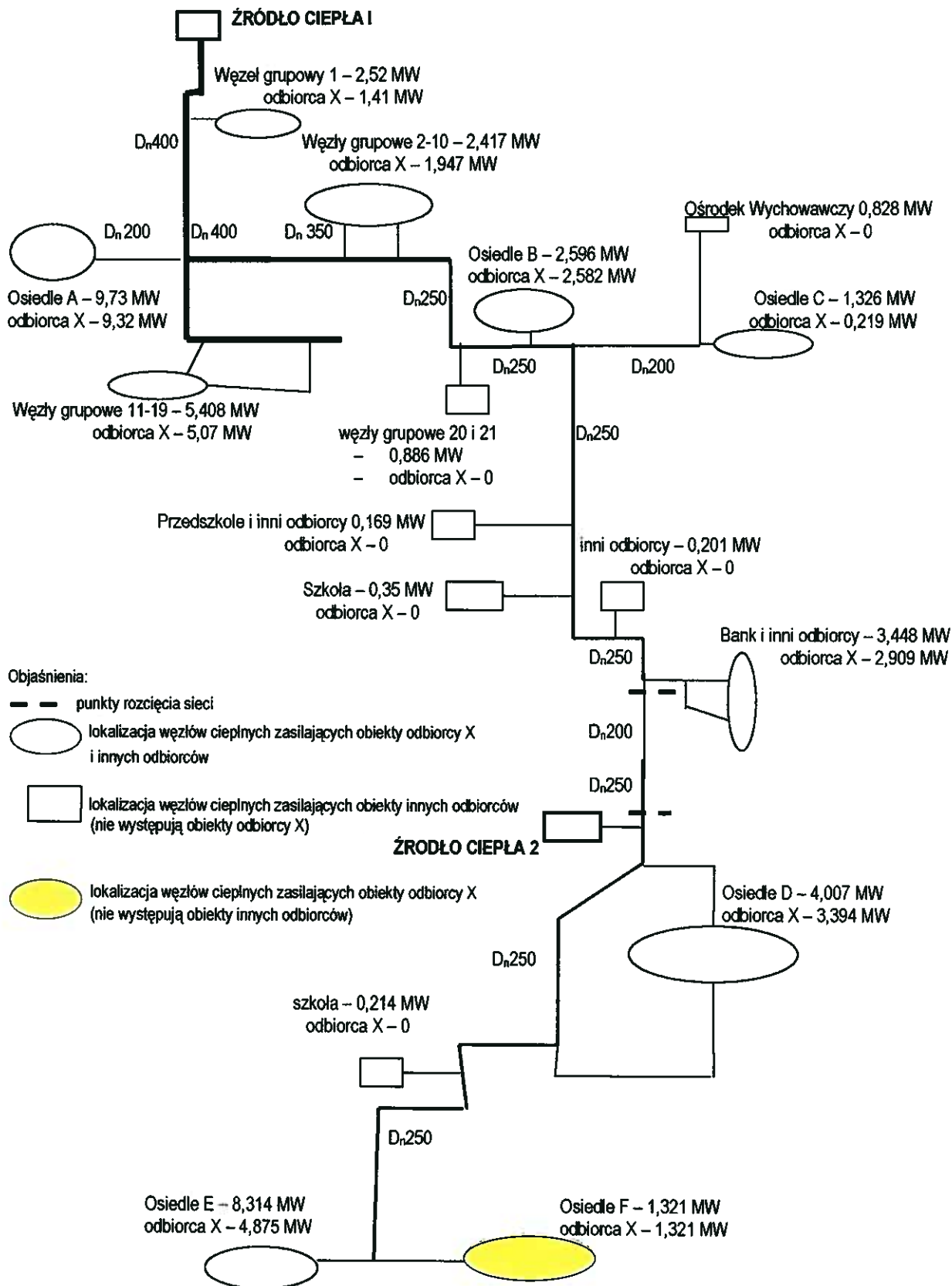
Przewężenia, ograniczające przepustowość sieci promieniowych, nie występują w sieciach pierścieniowych, gdyż średnice rurociągów w poszczególnych pierścieniach są tak dobrane, aby przepływ nośnika ciepła mógł się odbywać w dwóch kierunkach z tym samym natężeniem. Dzięki temu jest możliwa równoległa praca wielu źródeł na wspólną sieć, co zilustrowano na rysunku 1.

Rys. 1. Schemat pierścieniowej sieci ciepłowniczej



Jednakże równoległa praca kilku źródeł na wspólną sieć pierścieniową wymaga kompleksowego wprowadzenia automatycznej regulacji hydraulicznej oraz automatycznej regulacji dostawy i odbioru ciepła. Konieczna jest bowiem płynna regulacja ciśnienia i temperatury wody, związana z dostosowywaniem natężenia przepływu wody i jej parametrów do warunków pracy sieci, wynikających z aktualnych warunków atmosferycznych i potrzeb odbiorców. Wymaga to znacznych nakładów

Przykład B – schemat sieci ciepłowniczych w mieście ABC



inwestycyjnych i powoduje wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło.

W przypadku zastosowania zasady TPA, gdy przedsiębiorstwo sieciowe nie będzie związane umową sprzedażą ciepła z wytwórcą, sprzedającym ciepło odbiorcy korzystającemu z usługi przesyłowej, wystąpią trudności związane m.in. ze spełnieniem określonych w rozporządzeniu przyłączeniowym warunków, dotyczących opracowania programu pracy sieci, postępowania w razie konieczności wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze ciepła, prowadzenia ruchu sieciowego (regulacji natężenia przepływu i parametrów nośnika ciepła) przez dyspozytora sieci itd. Wiąże się to m.in. z regulacją temperatury wody w sieci według tabeli regulacyjnej, wykonywaniem poleceń dyspozytora przez obsługę źródła ciepła itd. Brak stosunków umownych między przedsiębiorstwem sieciowym i wytwórcą ciepła stwarzać będzie trudności w ich bieżącej współpracy, a zwłaszcza w sytuacjach awaryjnych, lub gdy wystąpią nieprawidłowości w pracy źródła ciepła, sieci ciepłowniczej lub instalacji odbiorczych.

DRUGI WARUNEK dotyczy wyposażenia źródła ciepła i węzłów cieplnych w obiektach odbiorcy, korzystającego z usług przesyłowych, w układy pomiarowo-rozliczeniowe, umożliwiające określenie ilości ciepła dostarczanego ze źródła ciepła i odbieranego z sieci ciepłowniczej. Spełnienie tego warunku jest niemożliwe, gdyż układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w źródłach ciepła mierzą całkowitą ilość ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej. Ponadto w wielu budynkach, zbudowanych przed wejściem w życie przepisów wykonawczych do Prawa budowlanego²⁾, nie ma technicznych możliwości zainstalowania urządzeń pomiarowych i dokonywania pomiarów rozliczeniowych. W technice pomiarów cieplnych występują bowiem szczególne wymagania, dotyczące warunków montażu urządzeń pomiarowych w rurociągach (odpowiednia długość prostego odcinka rurociągu w którym montowany jest przepływomierz itd.). Dodatkową komplikację stanowią grupowe węzły ciepłone obsługujące obiekty więcej niż jednego odbiorcy, gdyż nie można w nich dokonać bezpośrednich pomiarów ilości ciepła dostarczanego do obiektów odbiorcy, który chce korzystać z usług przesyłowych na zasadzie TPA. W związku z tym trzeba stwierdzić, że w istniejących sieciach ciepłowniczych nie ma technicznych możliwości dokonania bezpośredniego pomiaru ilości ciepła dostarczanego ze źródła ciepła do sieci ciepłowniczej dla potrzeb odbiorcy kupującego ciepło w tym źródle

2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki Przestrzennej i Budownictwa z dnia 14 grudnia 1995 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 10 z 1995 r., poz. 46 z późn. zm.)

(korzystającego z usługi przesyłowej), a niekiedy nie ma też technicznych możliwości pomiaru ilości ciepła dostarczonego do obiektów tego odbiorcy. Natomiast obliczenie tych ilości ciepła w sposób pośredni wymaga określenia strat mocy cieplnej oraz strat ciepła i ubytków nośnika ciepła, występujących podczas przesyłania siecią ciepłowniczą. Jest to trudne do wykonania podczas normalnej eksploatacji sieci, gdyż niezbędne jest przeprowadzenie specjalnych pomiarów. Duże znaczenie dla pomiarów rozliczeniowych mają też błędy wskazań przyrządów pomiarowych, które zależą od ilości urządzeń tworzących układ pomiarowo-rozliczeniowy i klasy dokładności przyrządów pomiarowych. Pomiar rozliczeniowy przy pomocy ciepłomierzy są obciążone nakładającymi się błędami przetwornika przepływu i pary czujników temperatury. Dopuszczalny względny błąd pomiaru dla ciepłomierzy instalowanych w węzłach cieplnych (odpowiadają one V klasie według międzynarodowego zalecenia dla ciepłomierzy OIML R 75), zależy od różnicy temperatury wody w rurociągu zasilającym i powrotnym „ Δt ” i wynosi:

Różnica temperatur	Błąd graniczny dopuszczalny względny
$5\text{ °C} \leq \Delta t < 10\text{ °C}$	$\pm 8\%$
$10\text{ °C} \leq \Delta t < 20\text{ °C}$	$\pm 7\%$
$\Delta t \geq 20\text{ °C}$	$\pm 5\%$

W przypadku stosowania zasady TPA tak duże błędy pomiarów są niedopuszczalne (przeciętne straty mocy cieplnej podczas przesyłania wynoszą kilka %, a średnie straty ciepła dla przedsiębiorstw sieciowych wyniosły w 2001 r. 12,7%), gdyż powodowałyby zniekształcenie wielkości strat mocy cieplnej i ciepła, obliczanych pośrednio na podstawie różnicy pomiarów w źródle i węzłach cieplnych. Rozliczenia za usługi przesyłowe na zasadzie TPA musiałyby więc opierać się na dużo dokładniejszych pomiarach (graniczny względny błąd pomiaru rzędu $\pm 0,5$ do $\pm 1\%$), gdyż zniekształcenie wyników obliczeń ilości ciepła wskutek błędów pomiarowych powodowałoby poważne skutki ekonomiczne dla odbiorcy korzystającego z zasady TPA oraz wytwórcy ciepła i przedsiębiorstwa sieciowego, a także dla pozostałych odbiorców ciepła. Nakłady na zakup urządzeń pomiarowych o wysokiej klasie dokładności są wielokrotnie wyższe niż dla zwykłych ciepłomierzy, co spowoduje wzrost kosztów zaopatrzenia w ciepło odbiorcy chcącego korzystać z usług przesyłowych na zasadzie TPA (obciążanie innych odbiorców tymi kosztami stanowiłoby subsydiowanie skrośne i byłoby sprzeczne z przepisami).

TRZECI WARUNEK dotyczy zabezpieczenia sieci ciepłowniczej przed pogorszeniem parametrów nośnika ciepła oraz dotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Spełnienie tego warunku oznacza konieczność zapewnienia wymaganej jakości (czysto-

ści) nośnika ciepła i dotrzymanie standardów jakościowej obsługi odbiorców przyłączonych do sieci.

Zabezpieczenie wodnej sieci ciepłowniczej przed pogorszeniem parametrów nośnika ciepła jest możliwe przez rozdzielenie obiegu wody sieciowej od obiegów wody w źródle ciepła i w instalacjach odbiorczych. Zanieczyszczenia zawarte w nośniku ciepła mogą doprowadzić do uszkodzenia lub zakłócenia prawidłowej pracy podstawowych urządzeń (kotłów, wymienników, armatury, pomp itd.) oraz aparatury pomiarowej i regulacyjnej, która jest szczególnie wrażliwa na zanieczyszczenie przepływającego przez nią nośnika. W przypadku stosowania zasady TPA stwierdzenie kto ponosi odpowiedzialność za zanieczyszczenie nośnika ciepła i pogorszenie jego parametrów byłoby niemożliwe bez rozdzielania omawianych obiegów technologicznych.

Dotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców dotyczy przede wszystkim dopuszczalnych odchyień parametrów i obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła. Jeśli wytwórca ciepła i przedsiębiorstwo sieciowe nie zawierają umowy sprzedaży ciepła, gdyż umowa ta jest zawierana przez wytwórcę bezpośrednio z odbiorcą ciepła, trudno będzie ustalić kto ponosi odpowiedzialność za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorcy korzystającego z zasady TPA, szczególnie w odniesieniu do jakości regulacji dostawy i odbioru ciepła.

CZWARTY WARUNEK dotyczy ochrony interesów odbiorców przyłączonych do sieci, gdyż świadczenie usług przesyłowych nie może spowodować niekorzystnego wzrostu cen, czyli wzrostu opłat ponoszonych przez odbiorców eksploatujących instalacje odbiorcze przyłączone do tej sieci.

Podejmowane przez odbiorców próby skorzystania z zasady TPA są zazwyczaj oparte na ocenie aktualnego poziomu cen i stawek opłat, bez analizy ich zmian w następnych latach. Podjęcie decyzji o zmianie sposobu zaopatrzenia w ciepło wymaga wnikliwego rozeznania, jak w przyszłości (przynajmniej w ciągu kilku lat) będą się kształtowały ceny i stawki opłat oraz ponoszone przez odbiorcę wydatki związane z zaopatrzeniem w ciepło. Wynika to stąd, że aktualny poziom cen i stawek opłat może być z różnych przyczyn zaniżony lub zawyżony w stosunku do rzeczywistych kosztów wytwarzania i przesyłania ciepła do odbiorców. Przypadki takie występują w tych przedsiębiorstwach energetycznych, w których jeszcze nie udało się doprowadzić do prawi-

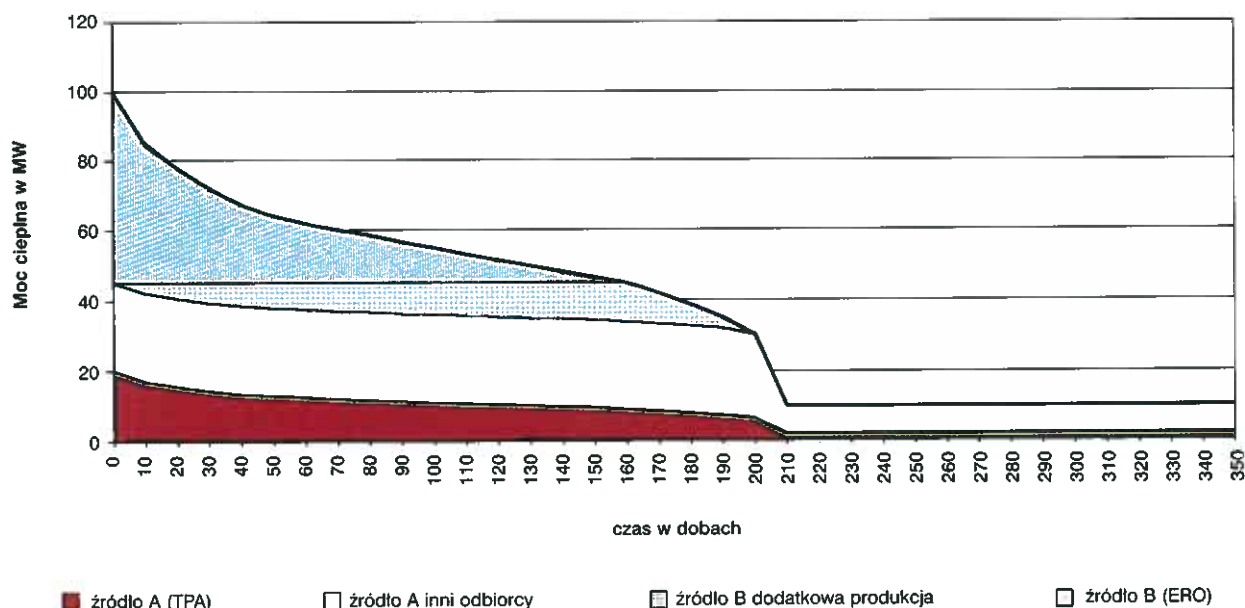
idłowej ewidencji kosztów, lub występuje niewłaściwy podział kosztów wspólnych bądź innego rodzaju subsydiowanie skrośne (między różnymi rodzajami działalności i grupami odbiorców). Dotyczy to zarówno przemysłowych źródeł ciepła, wytwarzanego dla potrzeb macierzystych wydziałów produkcyjnych i sprzedawanego do sieci, jak też przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadzących różne rodzaje działalności (np. posiadających własne źródła i sieci ciepłownicze). Przyczyny takiego stanu rzeczy są różne, ale najczęściej wynikają z zaszłości historycznych i konieczności ochrony poszczególnych grup odbiorców przed drastycznym wzrostem opłat z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

Przykładem tego jest jedno z miast, w którym powstał spór na temat świadczenia usług przesyłowych dla kilku odbiorców, którzy chcieli kupować tańsze ciepło bezpośrednio z przemysłowego źródła ciepła. Obecnie przedsiębiorstwo sieciowe przesyła do odbiorców ciepło kupowane w tym przemysłowym źródle i wytwarzane we własnym źródle, sprzedając je po uśrednionej cenie. W wyniku doprowadzenia do prawidłowej ewidencji kosztów i zatwierdzenia przez Prezesa URE kolejnej taryfy dla ciepła okazało się, że obecnie średnia jednoskładnikowa cena ciepła wytwarzanego w przemysłowym źródle ciepła jest wyższa od ceny ciepła wytwarzanego w źródle należącym do przedsiębiorstwa sieciowego. Tak więc podstawowa przesłanka, powodująca żądanie świadczenia usług przesyłowych na zasadzie TPA stała się nieaktualna, gdyż żądający tego odbiorcy ponosiliby wyższe opłaty, niż przy rozliczeniach według uśrednionych cen i stawek opłat.

Zarówno podane przykłady, jak też analizy teoretyczne wykazują, że w każdym przypadku bezpośredniego zakupu ciepła w tańszym źródle przez jednego lub kilku odbiorców, pozostali odbiorcy będą musieli ponosić wyższe opłaty, gdyż do nich będzie mogło być dostarczane ciepło ze źródeł o wyższej cenie. Poniżej przedstawiono wyniki obliczeń przeprowadzonych dla systemu ciepłowniczego, w którym obiekty odbiorców są przyłączone do połączonych promieniowych sieci ciepłowniczych, zasilanych z dwóch źródeł ciepła. Wielkości zamówionej mocy cieplnej, sprzedaży ciepła i czasu wykorzystania zamówionej mocy cieplnej oraz wysokość jednoskładnikowych cen ciepła i stawki opłat za usługi przesyłowe, przy zakupie ciepła przez przedsiębiorstwo sieciowe prowadzące rozliczenia z odbiorcami na podstawie uśrednionych cen i stawek opłat, przedstawiają się następująco:

Źródło ciepła	Zamówiona moc cieplna [MW]	Sprzedaż ciepła		Czas wykorzystania mocy [h]	Jednoskładnikowa cena lub stawka opłaty [zł/GJ]	
		[GJ]	[MWh]		wytwarzanie ciepła	przesyłanie ciepła
A sieć	70	655 200	182 000	2 600	20,00	10,00
B sieć	70	655 200	182 000	2 600	30,00	10,00
Razem sieć	140	1 310 400	364 000	2 600	25,00	10,00

Uporządkowany wykres poboru zamówionej mocy ciepłej w ciągu roku
– system ciepłowniczy zasilany z dwóch źródeł ciepła (TPA)



Uzyskana przez jednego z odbiorców obniżka średniej jednoskładnikowej ceny ciepła (w wyniku wprowadzenia zasady TPA) spowodowałaby wzrost średniej jednoskładnikowej ceny ciepła dla pozostałych odbiorców, co wykazano w tabeli poniżej.

Również w przypadku sieci pierścieniowej świadczenie dla jednego z odbiorców usług przesyłowych na zasadzie TPA spowodowałoby dla pozostałych odbiorców niekorzystną zmianę ceny ciepła z 19,21 na 20,67 zł/GJ i przedsiębiorstwo sieciowe musiałoby odmówić zawarcia umowy o świadczenie tych usług, gdyż w przeciwnym razie nastąpiłoby naruszenie przepisów art. 4 ustawy Prawo energetyczne. Jednakże w przypadku sieci pierścieniowej źródło A wcale nie byłoby zainteresowane zawarciem umowy sprzedaży ciepła bezpośrednio z odbiorcą, gdyż jak przedstawiony wyżej wykres i wyniki obliczeń wykazują, w wyniku zawarcia takiej umowy nastąpiłoby zmniejszenie sprzedaży ciepła z tego źródła,

dla, a tym samym przychodów z tego tytułu, czyli pogorszyłyby się wyniki ekonomiczne źródła A.

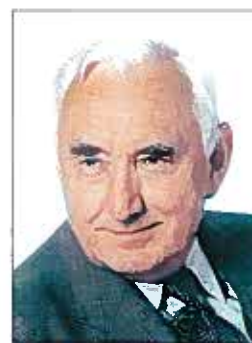
Reasumując można stwierdzić, że w ciepłownictwie świadczenie usług przesyłowych na zasadzie TPA przynosić będzie korzyści ekonomiczne jedynie odbiorcy (lub części odbiorców) korzystającemu z tych usług, ale będzie to powodowało niekorzystną zmianę cen dla pozostałych odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej. Stanowić to będzie naruszenie nie tylko przepisów ustawy Prawo energetyczne, ale także przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

Dotychczasowe doświadczenia wykazują, że sporne kwestie dotyczące świadczenia usług przesyłowych oraz wykorzystania istniejących i projektowanych źródeł ciepła powstają w miastach, w których nie opracowano założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, co stanowi obowiązek gmin. Zgodnie z ustawą o samorządzie terytorialnym gminy są odpowiedzialne za zaopatrzenie

Źródło ciepła	Zamówiona moc ciepła [MW]	Sprzedaż ciepła		Czas wykorzystania mocy [h]	Jednoskładnikowa cena lub stawka opłaty [zł/GJ]	
		[GJ]	[MWh]		wytwarzanie ciepła	przesyłanie ciepła
A TPA	20	227 664	63 240	3 162	18,00	10,00
A inni	25	505 080	140 300	5 612	18,00	10,00
Razem A	45	732 744	203 540	4 523	18,00	10,00
B dod.	55	176 443	49 012	891	24,00	10,00
B ERO		229 133	63 648	1 157	24,00	10,00
Razem B	55	405 576	112 660	2 048	24,00	10,00
Razem ERO	80	910 656	252 960	3 162	20,67	10,00

w ciepło, a ustawa Prawo energetyczne nakłada na nie obowiązek opracowania założeń do planów oraz planów zaopatrzenia w ciepło. Gminom przypada więc istotna rola w optymalizacji zaopatrzenia w ciepło na ich terenie, gdyż opracowywane przez nie założenia do planów zaopatrzenia w ciepło dotyczą wszystkich źródeł ciepła i systemów ciepłowniczych, jakie istnieją na terenie gminy, niezależnie od tego kto jest ich właścicielem oraz umożliwiają stosowanie zasady ERO. Doświadczenia krajów UE pokazują, że racjonalne planowanie przez gminy zaopatrzenia w ciepło na podstawie długookresowych analiz optymalizacyjnych i prawidłowo pojęta kon-

kurencja, przy wykorzystaniu zasady ERO, mogą doprowadzić do ograniczenia tempa wzrostu, a nawet obniżenia poziomu opłat, ponoszonych przez odbiorców.



Autor jest doradcą Prezesa URE

REKOMENDACJE REGULACYJNE OECD DLA POLSKIEJ ENERGETYKI

Iwona Figaszewska

W ramach przeglądów reform regulacji ogłoszone zostały w raporcie OECD wyniki kolejnego przeglądu, dotyczące tym razem Polski pn.: „Przeglądy OECD Reformy Regulacji. POLSKA. Od transformacji po nowe wyzwania w sferze regulacji”. I choć raport ten opublikowano w 2002 roku to zawarte w nim informacje oparto na danych zebranych w latach wcześniejszych, bo już od 1990 roku. Tymczasem, w ostatnich latach nastąpiły w polskiej energetyce głębokie i szybko zachodzące zmiany, podstawą których stały się kolejne nowelizacje ustawy Prawo energetyczne (np. ostatnia zmiana ustawy z dnia 24 lipca 2002 r.) i przepisów wykonawczych. Niektóre ze sformułowanych rekomendacji utraciły zatem przymiot świeżości.

Głównym przesłaniem raportu, jak stwierdzili autorzy, jest potrzeba kontynuacji rozpoczętych w Polsce reform.

Dotychczas OECD oceniło politykę regulacji w 16 państwach członkowskich. Przygotowywane raporty OECD „mają wspomóc działania rządów ukierunkowane na podnoszenie jakości przepisów – czyli takie zreformowanie systemów prawnych, aby wspierały konkurencję, innowacyjność, wzrost gospodarczy oraz realizację ważnych celów społecznych”.

Platformę współdziałania państw w ramach UE wyznaczają przyjęte tam regulacje prawne. W raporcie zaproponowano zmianę podejścia Polski do transpozycji prawa unijnego. Prace nad przeglądem regulacji ujawniły bowiem w niektórych przypadkach widoczny w Polsce brak świadomości, że dyrektywy UE stanowią najniższy poziom współdziałania w UE. Tymczasem niektóre kraje UE idą w swoich regulacjach prawnych dalej i szybciej. Jak napisano w raporcie – „Acquis UE to nie wszystko”. Dlatego też rekomenduje się w przypadku liberalizacji rynku energii elektrycznej, rozważenie przez

Polskę możliwości transpozycji przynajmniej minimum prawa UE jeszcze przed przystąpieniem do UE, „aby nie pozbawić się całkowicie szans na konkurowanie”.

W rozwijaniu gospodarki rynkowej decydującą pozycję wśród organów administracji rządowej posiada UOKiK. Wraz z powstaniem nowych, branżowych organów regulacyjnych, zarówno UOKiK jak i te organy muszą zatem działać w taki sposób, aby podejmowane decyzje i wprowadzane przepisy wzajemnie się wzmacniały. Rekomenduje się zatem określenie jasnych, formalnych ram relacji między organami regulacyjnymi i UOKiK poprzez utworzenie bardziej formalnej koordynacji tych działań.

OECD uznało wprowadzenie procesu przekształcania ustroju Polski w demokratyczną gospodarkę rynkową w przeważającej mierze za zakończony, to jednak zwrócono uwagę na pozostałe do rozwiązania problemy. Opóźnieniu uległy bowiem ważne reformy, jak np. efektywna reforma regulacji branż sieciowych, a i gazownictwo nie objęte reformami lat 90-tych wymaga obecnie podjęcia odpowiednich działań.

Poza rekomendacjami natury generalnej energetyce w Polsce poświęcono osobne oceny i zalecenia.

Zaproponowanie obecnie konkretniejszych planów restrukturyzacji m.in. energetyki, zdaniem OECD należy uznać za optymistyczne zjawisko, pod warunkiem jednak, że plany te będą realizowane.

W opinii autorów raportu, doprowadzenia do końca wymaga proces liberalizacji i reformy systemu regulacji. Uznano bowiem, że we wszystkich gałęziach energetyki, poza przemysłem naftowym, konieczne jest usunięcie utrudnień wolnego handlu (np. dyskryminacji importu energii elektrycznej i gazu). W sektorach elektroenergetycznym i gazowniczym starannie należy stworzyć nowy

system regulacji, który zapewni wprowadzenie konkurencji „dającej nowym uczestnikom rynku pełne możliwości działania na nowych rynkach”. Z uwagi na zapewnienie wprowadzania konkurencji w tym sektorze, negatywnie oceniono przyjęty w latach 90-tych proces deregulacji. Rekomenduje się zatem przeprowadzenie ostrożnej regulacji w takich dziedzinach jak kontrola тариф, umowy długoterminowe i dostęp osób trzecich do sieci. Rekomenduje się także wyposażenie organu regulacyjnego sektora – URE, w odpowiednie uprawnienia i personel celem sprawowania nadzoru w tym zakresie.

Elektroenergetyka

W ocenie OECD, wciąż bardzo mało obserwuje się prawdziwej konkurencji w tym sektorze, choć istnieją już solidne podstawy prawne do powstania konkurencyjnego rynku – powstał organ regulacyjny energetyki oraz działa już giełda energii. Tymczasem poprzez wprowadzenie efektywnej konkurencji, dostrzega się możliwość ograniczenia dalszego wzrostu cen, który jest nieunikniony w warunkach kontynuacji dostosowania tego sektora do gospodarki rynkowej. OECD zaleca zatem:

1. Kontynuowanie aktualnego planu prywatyzacji, unikanie nadmiernej integracji pionowej wytwarzania i dystrybucji energii.
2. Wprowadzenie proponowanego systemu SOK w celu rozwiązania problemu umów długoterminowych, poza tym rozwiązanie problemów kontraktów wymuszonych. Zaleca się usilne dążenie do wdrożenia systemu SOK lub renegotjowanie długoterminowych umów o dostawę mocy i energii elektrycznej – według tego samego harmonogramu co proces otwierania rynku. W miarę wdrażania systemu SOK lub renegotjowania umów zaleca się zniesienie ciążącego na dystrybutorach obowiązku kupowania energii elektrycznej od PSE i umożliwienie im dostarczenia energii klientom poza granicami ich obszarów działania.
3. Zająć się ograniczeniami konkurencji wynikającymi z pionowej integracji spółki przesyłowej: utworzenie niezależnego operatora systemu odpowiedzialnego za dystrybucję mocy (w tym również za bilansowanie rynku) oraz oddzielenie działalności handlowej od wszystkich pozostałych obszarów działalności PSE. W przypadku braku możliwości zastosowania wobec PSE ww. środków strukturalnych, zaleca się aby URE ograniczyło „możliwości manipulowania przez PSE rynkiem bilansującym ze szkodą dla konkurentów i rozwoju giełdy energii”. Zaleca się także „Zwiększenie uprawnień URE, aby wymusić rozbudowę systemu przesyłowego (na przykład wprowadzając wobec PSE wymóg przedkładania planów inwestycyjnych do zatwierdzenia i zapewniając, by system тариф gwarantował zwrot poniesionych nakładów)”.
4. Restrukturyzacja тариф – zakończenie realizacji tego zadania przed przystąpieniem Polski do UE. W raporcie uznano za konieczne przeprowadzenie pewnych zmian proporcji między cenami energii elek-

trycznej a opłatami przesyłowymi i dystrybucyjnymi, które różnią się znacznie w poszczególnych rejonach. Dostrzeżono także konieczność zmiany proporcji między odbiorcami przemysłowymi i indywidualnymi. Wyrażono bowiem opinię, że aktualne тарифy nie odzwierciedlają faktycznych kosztów. W związku z powyższym należy, zdaniem OECD, sformułować i zrealizować precyzyjny plan restrukturyzacji тариф jeszcze przed przystąpieniem do UE. W celu uniknięcia szoku cenowego będącego skutkiem dostosowania тариф do kosztów faktycznych należy, zdaniem OECD, rozważyć wprowadzenie przejrzystego systemu dopłat dla najuboższych odbiorców.

5. Wyposażenie URE w instrumenty umożliwiające efektywne rozwiązywanie problemów związanych z dostępem stron trzecich do sieci. Harmonogram wprowadzania dostępu do sieci osób trzecich przewiduje stopniowe otwieranie rynku, aż do pełnego otwarcia rynku w 2005 roku. W Polsce wybrano model regulowanego dostępu osób trzecich do sieci, w którym przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są do zapewnienia dostępu osobom trzecim do sieci lecz przy uwzględnieniu warunków technicznych i ekonomicznych. Przeprowadzony przegląd pokazał, że obecnie dostęp osób trzecich do sieci jest ograniczony. Zaleca się zatem, aby URE jak najszybciej sprawdziło w praktyce swoje uprawnienia w zakresie rozwiązywania sporów związanych z dostępem osób trzecich do sieci, jeśli w przypadku utrudniania dostępu wskazane zostaną jako uzasadnione warunki techniczne.

Gaz ziemny

Z dokonanego przeglądu wynika, że gazownictwo znajduje się w bardzo wczesnej, przygotowawczej fazie reform. Konieczne staje się zatem podjęcie wielu przedsięwzięć umacniających konkurencję, z których dwa najważniejsze to skuteczna restrukturyzacja PGNiG oraz liberalizacja importu. W związku z tym zaleca się:

1. Przystąpienie do planowanej restrukturyzacji i prywatyzacji branży, poprzez: sprzedaż spółek dystrybucyjnych różnym inwestorom w ciągu następnych 4 lat, możliwie najszybszą prywatyzację spółki zajmującej się przesyłaniem i magazynowaniem, wnikliwe rozważenie skutków oddolnej integracji pionowej dla konkurencji, umożliwienie spółkom dystrybucyjnym realizacji dostaw dla klientów spoza swoich obszarów działania. Zaleca się przy tym unikanie powstawania pionowych powiązań pionów produkcji i przesyłu.
2. Dopilnowanie szybkiego i skutecznego oddzielenia pionu przesyłowego PGNiG od wszystkich pozostałych pionów, a w szczególności importu i dostaw.
3. Analizę możliwości sprzedaży obiektów magazynowych PGNiG w celu stworzenia konkurencyjnego rynku usług magazynowych wraz z udzieleniem pomocy dostawcom i dystrybutorom gazu wchodzącym na ten rynek, z jednoczesnym uwzględnieniem

- potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (poprzez wprowadzenie odpowiednich regulacji). W innym przypadku konieczna będzie regulacja dostępu do usług magazynowych w celu umożliwienia dostępu do rynku hurtowego jego nowym uczestnikom.
- Przyspieszenie restrukturyzacji taryf. I w tym sektorze taryfy nie odzwierciedlają faktycznych kosztów. W opinii OECD należy rozważyć sformułowanie, z udziałem debaty publicznej, wieloletniego planu całkowitej zmiany struktury taryf, która da większą pewność uczestnikom rynku oraz uruchomienie lepszej polityki informacyjnej dotyczącej ważnych decyzji inwestycyjnych, które muszą być podjęte przez potencjalnych uczestników prywatyzacji. Liberalizacja rynku gazu (wraz z przystąpieniem do UE) położy bowiem faktyczny kres istniejącym obecnie rozbieżnościom między taryfami a kosztami, które nie będą mogły zostać utrzymane w warunkach konkurencji.
 - Wszystkie przyszłe długoterminowe umowy zawierane przez PGNiG powinny być uzasadnione jako niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa, tak aby chronić i maksymalizować liczbę nowych uczestników rynku.
 - Jak wykazał przeprowadzony przegląd, mimo opracowania harmonogramu otwarcia rynku gazu, otwarcie tego rynku jest obecnie ograniczone do bardzo dużych klientów i dotyczy jedynie gazu krajowego. Zaleca się zatem utworzenie ram prawnych regulujących dostęp do usług w zakresie przesyłu, dystrybucji i magazynowania gazu, ze wskazaniem na model dostępu regulowanego będącego pod nadzorem URE.
 - Możliwie jak najszybszą liberalizację dostępu do przesyłu importowanego gazu, co zwiększy tempo otwierania się rynku. Z dniem przystąpienia Polski do UE, należy dążyć do likwidacji ograniczeń importowych oraz równego traktowania gazu krajowego i importowanego.

Ropa naftowa

Przeprowadzony przegląd pozwolił uznać sektor naftowy, pomimo istotnych zmian, za sektor nadal bardzo skoncentrowany, w porównaniu z większością krajów OECD. Za poważne słabe strony tego sektora uznano koncentrację przemysłu rafineryjnego oraz pionową integrację rafinerii z dystrybucją i sprzedażą detaliczną. Z uwagi na to zaleca się:

- Jak najszybsze zakończenie planów prywatyzacji, ze zwróceniem uwagi na utrzymanie konkurencyjnej struktury rynku. Podczas prywatyzacji należy uważnie przyjrzeć się powiązaniom technicznym i finansowym Rafinerii Gdańskiej i PKN Orlen.
- W celu sprzyjania konkurencyjności podaży produktów należy utrzymać liberalne podejście do importu. Może to bowiem zapewnić skuteczną konkurencję w segmencie rafinacji (w wysokim stopniu skoncen-

trowanym). Nie powinny być także ponownie wprowadzane, w celach ochronnych, kontyngenty lub specjalne zezwolenia.

- Zaleca się także zwrócenie szczególnej uwagi przez UOKiK na rynek rafinacji oraz rynek dystrybucji i sprzedaży detalicznej. Na dwóch ostatnich rynkach może bowiem dojść do pionowego wykorzystania pozycji rynkowej w sektorze franchisingowym firmowych sieci dystrybucji i sprzedaży detalicznej PKN Orlen i Nafty Polskiej. Należy także rozważyć wprowadzenie specjalnych mechanizmów kontrolowania umów o dostawy pomiędzy rafineriami i detalistami nie należącymi do żadnej sieci firmowej pod kątem stosowanych klauzul wyłączności i okresu ich obowiązywania. Wysoki stopień koncentracji w sektorze rafinacji i związki pionowe pomiędzy rafinacją a dystrybucją i sprzedażą detaliczną mogą natomiast wpływać negatywnie na konkurencję.

Zaproponowane w raporcie rozwiązania mają, zdaniem jego autorów, sprzyjać powstawaniu, rozwijaniu i umacnianiu rynków konkurencyjnych w sektorze energetycznym, znosić bariery dostępu do rynków oraz wzmacniać procesy liberalizacji handlu. Należy zauważyć, że nie zawsze adresatem zawartych w raporcie rekomendacji będzie Prezes URE. Wpływ na dokonujące się przekształcenia w polskiej energetyce ma przecież także Minister Gospodarki i Minister Skarbu.

Należy jeszcze raz zauważyć, że w świetle dokonanych już uregulowań prawnych i wprowadzonych zmian niektóre sformułowane zalecenia są nie tylko spóźnione ale także chybione. Przykładowo, od dawna wykształciły się relacje pomiędzy Prezesami URE i UOKiK, a współdziałanie pomiędzy tymi organami zostało nie tylko ustawowo wpisane do zakresu zadań Prezesa URE lecz jest realizowane w codziennych pracach obu Urzędów. Realizowana jest także w bieżącej pracy URE kontrola taryf i dostępu stron trzecich do sieci. Stałemu doskonaleniu podlegają procedury i mechanizm stanowienia taryf. W trwającej obecnie dyskusji dotyczącej konsolidacji sektora energetycznego w Polsce ścierają się natomiast dwa poglądy dotyczące sposobu konsolidacji – pionowej czy poziomej. Rekomendacje OECD są w tej kwestii jednoznaczne – opowiadają się za konsolidacją poziomą, jako sprzyjającą rozwojowi rynku i konkurencji. Za takim sposobem przeprowadzenia konsolidacji sektora energetycznego w Polsce opowiada się także Prezes URE.



Autorka jest głównym specjalistą w Gabinetie Prezesa URE

KOMUNIKAT Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

w sprawie nieprawidłowości występujących na rynku gazu płynnego

W związku z napływającymi do mnie informacjami o zaistniałych nieprawidłowościach występujących na rynku gazu płynnego, polegających w szczególności na napełnianiu butli gazem płynnym na stacjach paliw i stacjach gazu płynnego, przypominam wszystkim przedsiębiorcom prowadzącym działalność gospodarczą w tym sektorze rynku paliwowego, iż stosownie do treści § 135 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 20 września 2000 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi dalekosiężne do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 98, poz. 1067) – **zabrania się** napełniania butli gazem płynnym na stacjach paliw i stacjach gazu płynnego.

W związku z powyższym, informuję, iż w przypadku stwierdzenia nieprzestrzegania powołanego przepisu, co jest równoznaczne z naruszeniem warunków 2.1.1. i 2.1.5. koncesji na obrót paliwami ciekłymi, działając na podstawie art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, będę wymierzał **kary pieniężne** przedsiębiorcom winnym tego rodzaju naruszeń.

Nadto Koncesjonariuszom uporczywie naruszającym przepisy przywołanego wyżej rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 20 września 2000 r. lub inne przepisy prawa regulujące prowadzenie działalności koncesjonowanej, w tym w szczególności przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 6 września 1999 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy magazynowaniu, napełnianiu i rozprowadzaniu gazów płynnych (Dz. U. Nr 75, poz. 846), **może być cofnięta koncesja**, zgodnie z art. 41 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

dr Leszek Juchniewicz

Warszawa, 7 października 2002 r.

ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI (pod redakcją dr. Mariana Ślifierza)

Arrears	– opóźnienia płatnicze, zaległości
Blackout	– zaciemnienie, wyłączenie energii elektrycznej
Brownout	– częściowe ograniczenie dostaw energii elektrycznej
Business environment	– otoczenie działalności gospodarczej (system prawny, system finansowy etc.)
Command economy	– gospodarka nakazowo-rozdzielcza
Core business	– podstawowa działalność gospodarcza
Corporatizing	– przekształcenie w przedsiębiorstwo
Diseconomies	– niekorzystne warunki dla działalności gospodarczej
Drawn on state budget	– obciążenie dla budżetu państwa
Divestiture	– pozbawienie
Economic price level	– uzasadniony poziom cen
Economies of density	– korzystne warunki ekonomiczne dla działalności gospodarczej, wynikające z gęstości zaludnienia
Energy conservation	– oszczędzanie energii
Estimated economic price level	– szacowany poziom cen uzasadnionych ekonomicznie
Externalities	– uwarunkowania zewnętrzne
Hydro Power Plant (HHP)	– elektrownia wodna
Least costs	– koszty najniższe
Lender of last resort	– pożyczkodawca ostatniej szansy
Ombudsman	– rzecznik (praw)
Off-shore wind	– wiatr wiejący nad powierzchnią wody
On-shore wind	– wiatr nad lądem
Overstaffing	– nadmierne zatrudnienie
Non-substitutable	– niemożliwość do zastąpienia
Nuclear Power Plant (NPP)	– elektrownia atomowa
Payment discipline	– dyscyplina płatnicza
Performance	– wyniki, osiągi
Recurred costs	– koszty odzyskane
Restaffing	– wymiana personelu
Targeting of subsidies	– ukierunkowanie subsydiowania
Thermal Power Plant (TPP)	– elektrownia ciepłota
Umbrella law	– prawo tworzące całościowe ramy dla danego rodzaju działalności (np. w polskiej energetyce: Prawo energetyczne, legislacja wtórna, decyzje Regulatora)

Konferencja

„Regulacyjne aspekty polityki ekonomicznej – dostosowania polskiej gospodarki do europejskiego i globalnego rynku”

W dniach 23-25 września 2002 r. odbyła się w Belchatowie Konferencja zorganizowana przez Katedrę Polityki Ekonomicznej Uniwersytetu Łódzkiego, której tematem były „Regulacyjne aspekty polityki ekonomicznej – dostosowania polskiej gospodarki do europejskiego i globalnego rynku”.

W Konferencji wzięli udział przedstawiciele środowiska naukowego, biznesu oraz instytucji sektora publicznego (rynek kapitałowy, finanse i ubezpieczenia, telekomunikacja, energetyka). Program Konferencji obejmował wystąpienia plenarne oraz obrady w blokach panelowych. Podstawowe tematy dyskusji w blokach panelowych to polityka ekonomiczna – integracja europejska i globalizacja, polityka regionalna i samorząd terytorialny oraz polityka rynku pracy.

W Konferencji uczestniczył Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, dr Leszek Juchniewicz, Zastępca Dyrektora Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych, dr Agnieszka Dobroczyńska, Zastępca Dyrektora

Południowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą we Wrocławiu, dr Jadwiga Gogolewska oraz pracownicy Departamentu Taryf i Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE – Agnieszka Godula, Małgorzata Kozak i Andrzej Sanderski.

W ramach bloku panelowego „Polityka ekonomiczna” Prezes URE wskazał w swoim wystąpieniu na podstawowe przesłanki i dylematy polskiej polityki energetycznej, a pracownicy Urzędu przedstawili model regulacji porównawczej i jego zastosowanie w taryfowaniu sieciowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych oraz doświadczenia Unii Europejskiej w liberalizowaniu krajowych rynków energii elektrycznej i gazu.

W ramach bloku „Polityka regionalna i samorząd terytorialny” dokonano oceny zmian zachodzących na lokalnym rynku ciepła na przykładzie Dolnego Śląska i województwa opolskiego.

Konferencja

„Rozwój odnawialnych oraz rozproszonych źródeł energii w rejonie Państw Bałtyckich”

Pod takim tytułem, w dniach 10-11 października 2002 r., odbyła się w Rydze międzynarodowa konferencja, w której uczestniczyli delegaci pozarządowych instytucji związanych z promowaniem odnawialnych źródeł, przedstawiciele instytucji rządowych związanych z sektorem energetycznym z Łotwy, Litwy, Estonii, Polski, Niemiec oraz pracownicy The Climate Technology Initiative (CTI), The International Energy Agency (IEA) oraz The Technical Assistance Information Exchange Office (TAIEX Office).

W trakcie obrad zostały zaprezentowane dotychczasowe doświadczenia związane z rozwojem odnawialnych źródeł energii w Polsce, Łotwie, Niemczech oraz Gotlandii. Przedmiotem dyskusji były działania podejmowane przez rządy poszczególnych państw w celu popierania rozwoju OZE, pojawiające się problemy oraz sposoby ich rozwiązywania.

Przedstawione zostały również programy przygotowane przez Unię Europejską oraz rządy poszczególnych państw członkowskich (np. holenderski ERUPT) dla przedsiębiorstw oraz gmin planujących rozpoczęcie produkcji energii przy wykorzystaniu odnawialnych zasobów.

Reprezentanci IEA oraz CTI zapoznali zebranych z wynikami dotychczasowych badań nt. sposobów planowania rozwoju źródeł odnawialnych. Wszystkim zainteresowanym rozwojem źródeł odnawialnych udostępniane są programy komputerowe (w tym część bezpłatnie) pozwalające na obliczenie opłacalności budowanych źródeł (więcej informacji na stronach internetowych www.climatetech.net, www.ret-screen.net).

Poruszona została również kwestia bezpieczeństwa energetycznego i możliwości przeciwdziałania wzrostom cen energii elektrycznej poprzez „budowanie koszyka źródeł energii”.

Urząd Regulacji Energetyki reprezentowany był przez Agnieszkę Panek – głównego specjalistę w Departamencie Promowania Konkurencji oraz Małgorzatę Kozak – specjalistkę w Departamencie Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych.



Od lewej: Małgorzata Kozak (URE), Adrian Karbowski (Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój), Gerard Lipiński (Ministerstwo Gospodarki), dr Magdalena Rogulska (Europejskie Centrum Energii Odnawialnej), Anna Paczosa (Ministerstwo Środowiska), Agnieszka Panek (URE)

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

Tytułem:

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

(stempel Banku)

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

Tytułem:

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

(stempel Banku)

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

Tytułem:

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

(stempel Banku)

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

Tytułem:

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

(stempel Banku)

Zamówienie – Biuletyn URE – 2003	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p style="text-align: center;">.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

Zamówienie – Biuletyn URE – 2003	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr.:
Miasto:	kod:
Telefon kontaktowy (z kier.):	
NIP: _ _ _ - _ _ _ - _ _ _	
<p><i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i></p> <p style="text-align: center;">.....</p> <p style="text-align: center;"><i>Pieczętka i podpis</i></p>	

„Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki”

zawiera m.in.:

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

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

* * * * *

Warunki prenumeraty w roku 2003

dwumiesięcznika:

„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”

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

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

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

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

Prosimy o czytelne wypełnienie WSZYSTKICH rubryk kuponu prenumeraty.

Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.

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

SŁOWNIK REGULACJI I REGULATORA

Hedging – transakcja zawarta na rynku instrumentów pochodnych – rynku terminowym, zmierzająca do osiągnięcia przeciwnego skutku niż rezultaty kontraktu na rynku aktywów bazowych; obie transakcje zawierane są na ten sam instrument finansowy lub towar, zajmując przeciwstawne pozycje. Mają one na celu zmniejszenie do minimum strat i zabezpieczenie przed ryzykiem. Zmiany jednego rynku równoważą zmiany przeciwne innego i w ten sposób pozycja globalna inwestora pozostaje na nie zmienionym poziomie, niezależnie od fluktuacji stopy oprocentowania, kursu waluty, kursu akcji, ceny towaru, indeksu akcji itp. Uczestnik takiej operacji zakłada, że ewentualne straty, jakie poniesie w momencie dokonywania transakcji, zostaną mu w całości lub w dużym stopniu pokryte przez zysk w ustalonym terminie odsprzedaży tych walorów; działanie takie może przebiegać również w odwrotnym kierunku; zysk w momencie kupna zostanie skompensowany przez stratę w terminie sprzedaży.

Hedging zwykle odnosi się do kontraktów towarowych, dewizowych i finansowych. Działania podejmowane w ramach operacji asekuracyjnych – hedgingu, można podzielić na trzy grupy:

- 1) dostosowanie strumieni finansowych (wpływów i wydatków) oraz rzeczowych do oczekiwanej zmiany kursu;
- 2) zawieranie transakcji terminowych (ang. financial futures), w których wyróżnia się trzy strategie:
 - krótki hedging (tzw. sprzedażowy), polegający na sprzedaży kontraktów financial futures w celu zmniejszenia ryzyka; strategia stosowana przy przewidywaniu spadku cen papierów wartościowych; w przypadku spadku cen inwestor jest zabezpieczony dzięki ustaleniu ceny w kontrakcie,
 - długi hedging (tzw. zakupowy), polegający na zakupie kontraktów financial futures w celu zmniejszenia ryzyka; strategia stosowana przy przewidywaniu wzrostu cen papierów wartościowych; w przypadku wzrostu cen inwestor jest zabezpieczony dzięki ustaleniu ceny w kontrakcie,
 - delta hedging, strategia oparta na podstawie współczynnika delta zdefiniowanego dla podstawowego papieru wartościowego (np. opcji); polega ona na zestawieniu obu rodzajów papierów wartościowych w proporcji: pochodny – w ilości 1 i podstawowy papier wartościowy w ilości delta, przy czym zakup (sprzedaż) pochodnego papieru wartościowego powinien być połączony ze sprzedażą (zakupem) podstawowego papieru wartościowego;
- 3) równoważenie pozycji bilansowych wystawionych na ryzyko konwersji – pozycjami „ze znakiem przeciwnym”, tak aby ewentualna strata na jednym była skompensowana zyskiem na innych.

(K. J.)

Arbitraż – zawieranie przeciwstawnych transakcji na dwóch lub więcej rynkach w celu wykorzystania różnic kursowych i osiągnięcia zysku. W zależności od przedmiotu transakcji wyróżnić można:

- Arbitraż procentowy – przenoszenie wolnych kapitałów pieniężnych z jednego ośrodka rynku pieniężnego do innego w kraju lub między różnymi rynkami narodowymi w celu uzyskania zarobku na różnicy poziomów stóp procentowych. Dla uniknięcia i eliminacji ryzyka kursowego międzynarodowy arbitraż procentowy to najczęściej ubezpieczony arbitraż procentowy. Polega on na kupnie waluty obcej, w której depozyty dają wysokie oprocentowanie, i ulokowaniu jej na oprocentowanym depozycie z jednoczesnym zawarciem transakcji sprzedaży tej samej waluty w transakcji terminowej po z góry ustalonym kursie.
- Arbitraż walutowy – kupno/sprzedaż walut obcych na różnych rynkach w celu wykorzystania różnic kursowych i osiągnięcia zysku. Zasadą jest tu niedopuszczanie do powstawania otwartych pozycji walutowych, czyli do braku równowagi pomiędzy wierzycelnościami a zobowiązaniami w danej walucie.

Transakcje arbitrażowe mogą się również odbywać poprzez zawieranie transakcji kupna/sprzedaży na różnych rynkach akcji, amerykańskich kwitów depozytowych i globalnych (światowych) kwitów depozytowych odnoszących się do tej samej spółki.

Makroekonomiczną konsekwencją arbitrażu jest tendencja do wyrównywania się różnic na poszczególnych rynkach.

(K. J.)

Amerykański Kwit Depozytowy (ADR) – (ang. American Depositary Receipt) wystawiany jako imienny dokument potwierdzający prawa do przechowywanych przez określony podmiot (z reguły bank amerykański) akcji spółki nieamerykańskiej. Zgodnie z prawem obowiązującym w Stanach Zjednoczonych, ADR jest papierem wartościowym, z którego posiadaniem wiążą się konsekwencje dotyczące sfery rejestracji, obrotu i regulacji tego obrotu.

Właściciel ADR-u jest uprawniony do:

- wszelkich praw inkorporowanych w akcji (np. otrzymuje dywidendę, ma prawo głosu na walnym zgromadzeniu);
- zmiany takiego kwitu depozytowego na akcje będące podstawą jego wystawienia – wówczas jeden ADR może reprezentować ułamek, jedną lub kilka akcji spółki zagranicznej – decydują o tym twórcy programu wystawienia ADR-ów.

W obrocie spotyka się ADR-y emisji sponsorowanej (z udziałem emitenta akcji) i nie sponsorowanej, tzw. nieformalnej (ADR-y są wystawiane bez zgody emitenta, a nawet wbrew jego woli).

(K. J.)

Globalny (światowy) kwit depozytowy (GDR) – (ang. Global Depositary Receipt), w odróżnieniu od ADR-ów funkcjonujących na amerykańskim rynku papierów wartościowych, może być przedmiotem obrotu w Europie. Czasami ten sam podmiot emituje jednocześnie GDR-y i ADR-y, oferując je na różnych rynkach.

(K. J.)



URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI